



Universidade de Aveiro Departamento de Geociências
2011

Nélia Marina Silva Alves **Modelação de um Reservatório Petrolífero no
Campo *Gullfaks*, Noruega**



**Nélia Marina Silva
Alves**

**Modelação de um Reservatório Petrolífero no
Campo *Gullfaks*, Noruega**

Dissertação apresentada à Universidade de Aveiro para cumprimento dos requisitos necessários à obtenção do grau de Mestre em Geomateriais e Recursos Geológicos, realizada sob a orientação científica do Doutor Luís Menezes Pinheiro, Professor Associado do Departamento de Geociências da Universidade de Aveiro e colaboração do Engenheiro Leonardo Azevedo.

.

O júri

Presidente

Prof. Doutor Fernando Ernesto Rocha de Almeida

Professor Associado do Departamento de Geociências da Universidade de Aveiro

Prof. Doutor Ary Delmar Pinto de Jesus

Professor Auxiliar do Departamento de Geociências, Ambiente e Ordenamento do Território da Faculdade de Ciências da Universidade do Porto

Prof. Doutor Luís Filipe Fuentefria Menezes Pinheiro

Professor Associado do Departamento de Geociências da Universidade de Aveiro

agradecimentos

Este trabalho só foi possível com a ajuda e apoio de muitas pessoas. Aos meus pais um obrigado pela oportunidade que me deram de seguir em frente com a vida académica e aos meus irmãos que apesar de mais novos sempre estiveram dispostos a dar uma “mãozinha” ao longo destes anos.

Ao Prof. Luís Menezes Pinheiro pela grande oportunidade que me deu, em me deixar envolver num mundo novo e pelos conselhos que me foi dando para um melhoramento pessoal e académico. Ao Eng. Leonardo Azevedo um muito obrigado pela paciência, conselhos e ajuda para a concretização desta tese. À Daniela, Tiago e restantes membros do laboratório que me ajudaram com as minhas dúvidas e com a inserção neste grupo.

Aos colegas de curso e amigos que conheci e com quem partilhei estes 5 anos de aprendizagem, de folia, de dúvidas e de certezas, mas principalmente às “BGecas” Su, Tibby e Bela, por estes últimos dois anos de companheirismo e aventura. À Chica por ter estado sempre a meu lado.

Aos amigos e colegas do *Bedouin*, onde cresci e aprendi, um obrigada por terem estado sempre disponíveis para mim quer nos maus quer nos bons momentos e que sei que continuarão a estar.

Ao Tiago, pelos bons e maus momentos, pelas dores de cabeça e momentos de alegria.

palavras-chave

Mar do Norte, *Gullfaks*, *Petrel* 2010.2, sísmica de reflexão 3D, modelação, reservatório de hidrocarbonetos, propriedades petrofísicas, *logs* de poço

resumo

Ao longo dos anos tem havido grandes inovações nos métodos de aquisição sísmica, sendo a mais comum a aquisição de sísmica de reflexão 3D. Neste trabalho foram usados dados cedidos pela empresa *Schlumberger* para utilização no *software Petrel* 2010.2, criado pela mesma empresa. Estes dados incluem um bloco de reflexão sísmica 3D com aproximadamente 70,5 km² e que engloba toda a zona do reservatório, um conjunto de 15 poços com os respectivos *logs* e *check shots*, um conjunto de *well tops* para cada poço e para cada uma das unidades estratigráficas da bacia. Sendo assim, e com pesquisa prévia da geologia da zona em estudo, foi possível, usando o *software* e todos os dados disponíveis, criar um modelo tridimensional da zona do reservatório do campo petrolífero *Gullfaks*, no Mar do Norte, Noruega. Primeiro identificaram-se as maiores descontinuidades regionais que marcam as principais unidades sismo-estratigráficas e efectuaram-se as respectivas caracterizações geológicas por correlação com os dados dos poços, pela correlação espacial das principais falhas e através da criação de um modelo estrutural do reservatório. Por último o modelo do reservatório foi populado com propriedades petrofísicas através de aplicação de técnicas geoestatísticas aos dados de poço o que permitiu também a criação de um modelo de contactos de fluidos.

keywords

North Sea, *Gullfaks*, *Petrel* 2010.2, 3D seismic reflection, modeling, hydrocarbon reservoir, petrophysical properties, well logs

abstract

Over the last years, there's been an improvement in seismic acquisition methods, and the most used is the 3D seismic reflection acquisition. In this work *Schlumberger* seismic data were used in software *Petrel* 2010.2. This includes seismic data from a cube with approximately 70,5km², a set of 15 wells with logs, check shots, and a set of well tops for each well and stratigraphic unit of the basin. So, with a previous knowledge of the study area was possible with all the data and the software build a tridimensional model for the reservoir in *Gullfaks* oilfield in North Sea, Norway. Firstly the main stratigraphic units and these geological features were identified from the correlation with wells data, spatial correlation of the main faults, and the creation of the structural model of the reservoir. At last, the reservoir model was filled with petrophysical properties with geostatistical methods to the wells data, and for that we were able in create a fluid contact model.

Conteúdo

1.	Introdução	1
1.1	Natureza e Âmbito do Trabalho	1
1.2	Objectivos	1
1.3	Localização da Área de Estudo	2
1.4	Dados Utilizados e Metodologia	3
1.5	Estrutura da Dissertação	4
2.	O Campo Petrolífero <i>Gullfaks</i>	7
2.1	Evolução Geodinâmica da Área de Estudo	7
2.2	Enquadramento do Campo Petrolífero <i>Gullfaks</i>	11
2.3	Principais Grupos e Formações Sedimentares no Mar do Norte	15
2.3.1	Devónico	15
2.3.2	Carbonífero	16
2.3.3	Pérmico	17
2.3.4	Triásico.....	18
2.3.5	Jurássico	19
2.3.6	Cretácico	24
2.3.7	Cenozóico	27
2.4	Ambientes Depositionais	29
2.5	O Grupo de Brent	31
2.5.1	Formação Broom.....	31
2.5.2	Formação Rannoch.....	32
2.5.3	Formação Etive	32
2.5.4	Formação Ness	33
2.5.5	Formação Tarbert.....	33
2.6	Sistemas Petrolíferos	34
3.	A Reflexão Sísmica na Prospekção de Hidrocarbonetos	41

3.1	O Método de Reflexão Sísmica.....	41
3.1.1	Fontes e Receptores Sísmicos	46
3.1.2	Aquisição Sísmica Marinha.....	51
3.2	Interpretação de Dados Sísmicos e a Importância de Reflexão Sísmica na Prospecção de Hidrocarbonetos	58
4	Caracterização de Reservatórios utilizando o <i>Software Petrel</i> 2010.2 (<i>Schlumberger</i>)	63
4.1	Interface <i>Petrel</i> 2010.2 (<i>Schlumberger</i>)	63
4.2	Sistemas de Coordenadas e Importação de Dados	65
4.3	Importação de um Bloco Sísmico 3D	66
4.4	Importação de Dados de Poços	69
4.5	Interpretação e Cartografia de Horizontes e a sua Calibração com Dados de Poços.....	71
4.6	Interpretação Estrutural e Cartografia das Falhas	75
4.7	Modelação Estrutural	77
4.7.1	Modelação de Falhas.....	77
4.7.2	<i>Pillar Gridding</i>	81
4.7.3	Modelação Vertical de Horizontes, Zonas e Camadas	82
4.8	Construção de um Modelo Geológico na Zona de Reservatório	86
4.8.1	<i>Upscale</i> dos Dados de Poço	86
4.8.2	Modelação Geométrica	90
4.9	Modelação de Fácies.....	91
4.10	Modelação das Propriedades Físicas do Reservatório.....	94
4.11	Criação de Contactos na Zona de Reservatório.....	96
5	Caracterização de um Reservatório de Hidrocarbonetos no Campo <i>Gullfaks</i> , Noruega.....	97
5.1	Interpretação do Cubo Sísmico.....	97
5.2	Modelação Estrutural do Reservatório	112
5.3	Modelação de Fácies.....	118

5.3.1	Simulação Sequencial da Indicatriz	120
5.3.2	Simulação Multi-ponto de Objectos	122
5.4	Modelação Petrofísica do Reservatório	123
5.4.1	Krigagem Simples	123
5.4.2	Simulação Sequencial Gaussiana	124
5.4.3	Simulação com Condicionamento ao Modelo de Fácies.....	130
5.5	Modelação de Contactos de Fluidos.....	135
6	Conclusão	137
	Referências Bibliográficas	139

Lista de Figuras

Figura 1 - Localização geográfica do campo petrolífero de <i>Gullfaks</i> (círculo a laranja). Imagens obtidas a partir do <i>Google Earth</i> (aplicação sobre <i>Google Earth</i> desenvolvida pelo <i>Norwegian Petroleum Directorate</i> ; www.npd.no).	2
Figura 2 - Visualização do conjunto de poços, com os seus respectivos <i>well tops</i> (a cor de rosa) e <i>check shots</i> (a azul), no cubo sísmico da área em estudo.....	3
Figura 3 - Visualização do conjunto de poços no cubo sísmico, com a representação do <i>log</i> da permeabilidade.	4
Figura 4 - Colisão dos continentes Avalonia, Laurentia e Báltica há cerca de 460 milhões de anos atrás (Ordovícico médio-superior) e posterior fecho do Oceano Iapetus. As linhas brancas representam as actuais linhas de costa (en.wikipedia.org).	7
Figura 5 - Separação da Laurásia a Norte do Gondwana a Sul e início da abertura do Atlântico Central no Jurássico Inferior (<i>in</i> www.scotese.com).....	8
Figura 6 - No Jurássico superior, o Oceano Atlântico Central apenas separava a América do Norte da África (<i>in</i> www.scotese.com).	8
Figura 7 - Abertura definitiva do Oceano Atlântico a Sul. É neste período que se inicia a separação da América do Norte e a Europa, que até então continuavam ligadas. (<i>in</i> www.scotese.com).	9
Figura 8 - Ponto triplo do Mar do Norte e principais elementos tectónicos. As setas indicam a orientação do <i>stress</i> como interpretado por Roberts <i>et al.</i> (1990), (<i>in</i> : Glennie e Underhill, 1998).	10
Figura 9 - Plataforma continental da Noruega, com a representação da localização dos sectores do Mar do Norte, Mar da Noruega e Mar de Barents. Estão ainda representadas para cada província as localizações dos blocos petrolíferos existentes (www.npd.no).	11
Figura 10 - Principais províncias do Mar do Norte destacando-se a zona de <i>Tampen Spur</i> (Brekke <i>et al.</i> , 2001).	12
Figura 11 - Campo de <i>Gullfaks</i> , situado a Oeste do <i>Viking Graben</i> . O bloco de falha de <i>Gullfaks</i> está delimitado pela falha de <i>Gullfaks</i> (<i>Gullfaks Fault</i>) e pela falha de Statfjord (<i>Statfjord Fault</i>). Modelo para a base do Cretácico, segundo Bale <i>et al.</i> , 2008.....	14
Figura 12 - Localização dos campos <i>Gullfaks</i> e <i>Gullfaks Sul</i> (Hesthammer <i>et al.</i> , 2000). 14	

Figura 13 - Perfil geológico do campo de <i>Gullfaks</i> com a localização dos limites do sistema ocidental (área de estudo), da zona de transição e do complexo de <i>horst</i> (Fossen e Hesthammer, 1998).	15
Figura 14 - Exemplo de uma secção sísmica extraída dos dados do bloco sísmico 3D utilizados nesta tese (<i>Schlumberger</i>). É possível interpretar em várias secções a rotação das camadas sedimentares sobre os planos de falhas (a verde) e a formação de descontinuidade por discordância angular.	15
Figura 15 - Coluna estratigráfica do Campo de <i>Gullfaks</i> com a representação do Triásico final e o Jurássico inferior e médio (modificado por Toolsefsen <i>et al.</i> , 1994, in Hesthammer <i>et al.</i> , 2001).	20
Figura 16 - Localização da Mid Cimmerian Unconformity com o seu eixo na tripla junção do <i>Viking Graben</i> , <i>Central Graben</i> e <i>Inner Moray Firth</i> no Mar do Norte (Underhill, 1998)	21
Figura 17 - Perfil geológico E-W da parte Norte do Bloco de Falha de <i>Gullfaks</i> e <i>Gullfaks</i> Sul com a representação de algumas formações e grupos estruturais de idade correspondente ao Jurássico (Rouby <i>et al.</i> , 1996)	23
Figura 18 - Perfil geológico com a representação das várias formações na zona de <i>Gullfaks</i> e com o colapso do tecto e muro das falhas (Hesthammer e Fossen, 1998).....	24
Figura 19 - Exemplo de secção sísmica do bloco de reflexão sísmica 3D da área de estudo com a interpretação das falhas mais importantes (a verde) e o reflector sísmico correspondente à base do Cretácico (a azul).....	25
Figura 20 - Sumário litoestratigráfico das principais bacias sedimentares do Mar do Norte desde o Carbonífero ao Quaternário (modificado por Brekke <i>et al.</i> , 2001, in Faleide <i>et al.</i> , 2010).	30
Figura 21 - Esquema deposicional do Grupo Brent no Jurássico médio (Johnson e Stewart, 1985, in Underhill, 1998)	32
Figura 22 - Gráfico ilustrativo da maturação dos tipos de querogénio (Ro=poder reflector da vitrinite), (modificado de Gomes e Alves, 2007).	35
Figura 23 - Representação esquemática de um possível cenário de migração de hidrocarbonetos desde a rocha mãe até ao reservatório (<i>Cap rock</i> é o mesmo que rocha selante; Gomes e Alves, 2007).	36
Figura 24 - Armadilhas estruturais formadas pela deformação das rochas, no lado esquerdo, por uma dobra e no lado direito por falhas (Gomes e Alves, 2007).	38
Figura 25 – Exemplos de armadilhas estratigráficas (Gomes e Alves, 2007).	38

Figura 26 - Método de propagação das ondas sísmicas no subsolo (Gomes e Alves, 2007).....	42
Figura 27 - Movimento das partículas provocado pela passagem das ondas P (à esquerda) e pelas ondas S (à direita; Mondol, 2010).	42
Figura 28 - Representação esquemática do comportamento numa interface segundo a Lei de Snell (θ_1 = ângulo de incidência, θ_2 = ângulo de refração, θ_3 = ângulo de reflexão; Mondol, 2010).	43
Figura 29 - Exemplo de uma secção sísmica mostrando um grande contraste na impedância na zona circundada pelo círculo vermelho (Mondol, 2010).....	44
Figura 30 - A zona de Fresnel em sísmica 3D é circular e com um diâmetro A-A', onde S é a posição da fonte sísmica, Z a profundidade do alvo e λ o comprimento de onda. O tamanho da zona de Fresnel ajuda a determinar o tamanho mínimo necessário que um evento possua para ser identificado como um evento isolado numa secção sísmica (modificado de Mondol, 2010).	45
Figura 31 - Variação da frequência com a profundidade. Com o aumento da profundidade irá haver uma diminuição da frequência do sinal. Altas frequências (à direita) não atingem níveis mais profundos, enquanto que as baixas frequências (à esquerda) conseguem (Ashton <i>et al.</i> , 1994 <i>in</i> Mondol, 2010).	46
Figura 32 - Exemplo de veículo vibratório (em cima; www.altecpetroleumgroup.com) e de um <i>Thumper</i> (em baixo; www.netl.doe.gov).	47
Figura 33 - Exemplo de um <i>air gun</i> (http://www.norwalkcitizenonline.com).....	48
Figura 34 – Esquema de um <i>air gun</i> em modo de carga antes do disparo (à esquerda) e aquando o disparo (à direita; McQuillin <i>et al.</i> , 1984).....	48
Figura 35 - Exemplo de geofones conectados por cabos eléctricos (http://www.geophone.com).....	49
Figura 36 - Exemplo de um hidrofone (Mondol, 2010).	50
Figura 37 - Exemplo de um <i>streamer</i> a bordo de um navio de pesquisa (http://www.glossary.oilfield.slb.com).....	50
Figura 38 - Exemplificação da constituição de um <i>streamer</i> (modificado de Sheriff e Geldart, 1995)	51
Figura 39 - Exemplo de um <i>Bird</i> usado em aquisição sísmica (http://www.mitchamindustries.com).....	51
Figura 40 - Exemplificação de uma aquisição sísmica 2D (Mondol, 2010).	52
Figura 41 – Navio de aquisição sísmica 3D especialmente desenhado para rebocar vários <i>streamers</i> e <i>air guns</i> (http://www.glossary.oilfield.slb.com).....	54

Figura 42- Geometria convencional de aquisição marinha 3D. O navio percorre a linha azul e depois a linha laranja em sentido contrário. Normalmente não são registados dados durante a viragem do navio (linha preta; Buia <i>et al.</i> , 2008).....	54
Figura 43 - Configuração <i>multi-azimuth</i> com quatro navios. Os disparos feitos pelos quatro navios serão gravados pelos <i>streamers</i> dos navios mais à direita e mais à esquerda, originando uma maior área de cobertura da subsuperfície e uma maior gama de azimutes. As linhas de aquisição poderão ser repetidas com uma mudança na direcção dos navios de aquisição (Buia <i>et al.</i> , 2008).....	55
Figura 44 - (a) Esquema de um <i>Dual coil</i> , com o uso de dois navios (a cor de rosa e verde) em geometria circular e direcções contrárias; (b) Imagem explicativa de <i>Coil Shooting</i> de um navio com um conjunto de <i>streamers</i> a percorrer uma zona com uma geometria circular (www.slb.com)	56
Figura 45 - Comparação da geometria de aquisição com a distribuição dos azimutes num diagrama de roseta. Gama de cores do diagrama de roseta desde púrpura para o menor número de linhas até vermelho para o maior número de linhas (Buia <i>et al.</i> , 2008).	56
Figura 46 – (a) Representação esquemática de uma geometria de aquisição utilizando OBS (Mondol, 2010); (b) Um OBS a ser colocado no interior da água (http://www.ig.utexas.edu).....	57
Figura 47 - Representação de um <i>flat spot</i> numa secção sísmica com a linha vermelha a representar a reflexão horizontal que materializa a superfície do contacto entre a água e os hidrocarbonetos (Gomes e Alves, 2007).	59
Figura 48 - Exemplo de um mapa estrutural de um topo de uma camada, em estudo neste trabalho, com as respectivas falhas interpretadas.	61
Figura 49 - Exemplos de várias configurações internas de várias fácies sísmicas em sequências sedimentares que podem ser identificadas nas secções sísmicas (Sheriff, 1980, in Kearey e Brooks, 1991).....	62
Figura 50 - Diferentes tipos de terminações dos reflectores nos limites que definem sequências sísmicas (Sheriff, 1980, in Kearey e Brooks, 1991).....	62
Figura 51 - Interface gráfica do <i>Petrel</i> 2010.2, com destaque para as zonas correspondentes aos painéis de exploração, janela de visualização e barra de ferramentas. Dependendo do tipo de dados a visualizar, estão disponíveis várias janelas de visualização, e o tipo de ferramentas disponíveis depende do processo activo no painel de exploração.....	64
Figura 52 - Barra de ferramentas do <i>Petrel</i> 2010.2 com os domínios de visualização disponíveis. Sem uma correcta relação tempo-profundidade, os dados de reflexão	

sísmica (em tempo) não podem ser visualizados em conjunto com os dados de poços (em profundidade). Para ajustar o domínio de visualização podemos escolher entre a visualização apenas em tempo (TWT – *two-way time travel*) ou em profundidade (TVD). A opção *Any* permite a visualização de dados que se encontram em diferentes domínios mesmo que não exista uma relação tempo-profundidade definida para estes, o que pode induzir uma visualização errada dos dados, caso não se tenha esse aspecto em atenção.

..... 64

Figura 53 - Vários exemplos de tipos de dados que podem ser importados e utilizados no Petrel 2010.2 (a) pontos que definem uma superfície; (b) linhas que representam planos de falhas interpretadas nos dados de reflexão sísmica; (c) Grelha de tendência para a construção de um modelo estrutural de reservatório; (d) dados de poços com diagrfias e topos de formação; (e) dados de reflexão sísmica 2D e 3D; (f) Grelha 3D populada com uma propriedade petrofísica. 67

Figura 54 - Caixa de diálogo da importação de dados sísmicos pelo formato SEG-Y com parâmetros pré-definidos. Na caixa a cor-de-rosa encontram-se os cabeçalhos de texto do formato SEG-Y (EBCDIC, cabeçalho binário, cabeçalho de traço) que fornecem informação sobre a localização correcta dos bytes. Na caixa verde encontram-se as opções relacionadas com o formato dos dados. 68

Figura 55 – *Scan* dos 1000 primeiros traços dos dados sísmicos para verificar a relação entre traços e inline/crossline e coordenadas X e Y durante a importação da sísmica com formato SEG-Y. Os gráficos representados são: Sequência de traço/*Inline* (gráfico superior esquerdo), Sequência de traço/*Crossline* (gráfico superior direito), Sequência de traço/Coordenadas X (gráfico inferior esquerdo) e Sequência de traço/Coordenadas Y (gráfico inferior direito). 69

Figura 56 - Painel de Exploração com o separador *Input*. Aqui encontram-se as pastas e sub-pastas onde são guardadas as informações relacionadas com os dados de poços importados. 70

Figura 57 – Exemplo de poços importados no âmbito desta tese, inseridos no cubo 3D. 71

Figura 58 – Exemplo de uma secção sísmica com quatro horizontes interpretados no âmbito deste trabalho. Projecção de poços na secção sísmica e ampliação de um poço onde é possível distinguir cada topo individualmente de modo a correlacionar com os dados de reflexão sísmica. 73

Figura 59 – Exemplo de grelhas de interpretação criadas a partir da interpretação em secções verticais (*inline* e *crossline*) com espaçamento de 5 linhas. 73

Figura 60 – Exemplo de resultado final da interpretação automática 3D (com a ferramenta <i>3D Track</i>) de um horizonte em estudo.	75
Figura 61 - Exemplo de uma secção sísmica vertical com as respectivas falhas devidamente interpretadas.....	76
Figura 62 - Representação de uma falha onde se podem visualizar os pontos seleccionados de interpretação que formam os segmentos de falha, e a superfície de falha criada através dos métodos de triangulação existentes no <i>Petrel 2010.2</i>	76
Figura 63 - Falha modelada através da criação e edição de <i>Key Pillars</i> . Neste exemplo cada <i>Key Pillar</i> é formado por três pontos: topo, meio e base. É nestes pontos que são ligadas as grelhas criadas durante o processo de <i>Pillar Gridding</i> . Destaque para o pilar de cor cinzenta que serve de pilar de ligação a outras falhas.	78
Figura 64 - Tipos de falhas disponíveis no <i>Petrel 2010.2 (Schlumberger)</i> , dependendo do número de pontos e a forma como se apresentam: (a) falha vertical, (b) falha linear, (c) falha lístrica, (d) falha curva.	79
Figura 65 - Janela de visualização 3D com uma secção sísmica vertical e exemplos de falhas interpretadas a serem modelizadas tendo por base a interpretação das falhas directamente sobre os dados de reflexão sísmica. Trata-se de uma das secções interpretadas neste trabalho (ver Capítulo 5).	79
Figura 66 – Ferramenta que permite a edição dos <i>Key Pillars</i> . O cilindro move-se ao longo de uma linha tangente vertical ao ponto seleccionar e o plano move-se nas duas direcções do espaço ao longo de um plano horizontal.....	80
Figura 67 – Exemplo de duas falhas que se conectam e são editadas para apresentarem um <i>Key Pillar</i> comum.	81
Figura 68 – Fase inicial do processo de <i>Pillar Gridding</i> com a criação do polígono delimitando a área de interesse. O polígono pode ser criado com base numa falha (rectângulo verde), ou desenhado pelo utilizador (rectângulo rosa).	82
Figura 69 - Visualização de uma zona da grelha de pilares, com destaque para a definição de várias tendências e direcções incorporadas na grelha, de forma a garantir um tamanho de célula uniforme em toda a área do reservatório.....	83
Figura 70 - Exemplo de um esqueleto (ponto médio).....	83
Figura 71 - Caixa de diálogo do processo <i>Make Horizons</i> . No campo 1 insere-se os horizontes pretendidos, no campo 2 o tipo de horizontes e no campo 3 as superfícies correspondentes aos horizontes seleccionados.....	84
Figura 72 - Esquema ilustrativo dos diferentes tipos de horizontes que podem ser seleccionados no <i>Petrel 2010.2</i> no processo <i>Make Horizons</i>	85

Figura 73 - Secção ao longo do modelo do reservatório em estudo com a distribuição das três Zonas estudadas (Zona 1 – do Cretácico ao Top Tarbert; Zona 2 – do Top Tarbert ao Top Ness; Zona 3 – do Top Ness ao Topo Etive). Dentro das Zonas 2 e 3 pode-se ainda visualizar as diferentes camadas criadas com base nas propriedades a ser modeladas (ver Capítulo 5).....	85
Figura 74 - Distribuição dos poços na superfície Topo Ness. De notar que cada poço (com excepção dos poços C6, B1 e B2) apresenta o <i>upscale</i> de um <i>log</i> , neste caso de fácies fluviais.....	87
Figura 75 – (a) Poço C5 com o <i>log</i> da permeabilidade após o processo de <i>upscale</i> usando o método de células vizinhas; (b) Coluna estratigráfica do poço C5 onde é possível comparar o <i>log upscaled</i> como resultado obtido na imagem (a).	88
Figura 76 - Caixa de Diálogo do processo <i>Scale up logs</i> . Na caixa laranja estão destacadas as opções relacionadas com o método de <i>upscale</i> . Activando a opção da caixa verde é possível fazer o <i>upscaled</i> de um determinado <i>log</i> contínuo utilizando um outro <i>log</i> discreto como tendência.	89
Figura 77 - Diagrama ilustrativo do processo de <i>upscaled</i> de dois <i>logs</i> , <i>log</i> discreto de fácies e um <i>log</i> contínuo de porosidade. As duas primeiras colunas mostram respectivamente o <i>log</i> fácies original e o <i>log</i> resultante do <i>upscale</i> para a <i>grid</i> . Com o <i>upscale</i> do <i>log</i> , as células irão apenas representar um tipo de fácies (areia ou argila). As duas colunas seguintes mostram o <i>log</i> da porosidade <i>upscaled</i> em duas situações distintas: sem a utilização da opção <i>Bias to a discrete log</i> , e com a opção <i>Bias to a discrete log</i> activada (os pontos azuis são usados para o cálculo da média; Schlumberger, 2008).	89
Figura 78 - Caixa de diálogo das propriedades geométricas e exemplo de algumas propriedades que podem ser calculadas para cada célula do modelo.....	90
Figura 79 - Diagrama ilustrativo da configuração de um canal, um <i>levees</i> e um <i>crevasse splay</i>	92
Figura 80 - Caixa de diálogo do processo <i>Facies Modeling</i> para o método de Simulação Sequencial da Indicatriz. 1- Escolher de uma propriedade dos dados de poço já inseridos no modelo (<i>upscaled</i>); 2 – Seleccionar o método de modelação (SIS); 3 – Seleccionar o tipo de fácies; 4 – Especificar os parâmetros do modelo de variograma a utilizar, orientação e amplitude.	93
Figura 81 - Caixa de Diálogo do processo <i>Facies Modeling</i> , para o método de Modelação de Objectos. 1- Escolher a propriedade dos dados de poço já inserida no modelo	

(<i>upscaled</i>); 2 – Seleccionar o método de modelação (<i>Object Modeling</i>); 3 – Seleccionar o tipo de corpo de fácies pretendido.	94
Figura 82 - Caixa diálogo do método SGS, onde, depois de se escolher a propriedade pretendida (1), selecciona-se a opção “ <i>Common</i> ” (2) para ser possível seleccionar opções em comum para todas as zonas, inclusive o número de realizações que se pretende obter a partir do mesmo <i>input</i> (3).	95
Figura 83 - Bloco de reflexão sísmica 3D utilizado neste trabalho, correspondente a uma área aproximada de 70,5 km ² , e que engloba toda a zona de reservatório, (<i>Schlumberger</i>).	98
Figura 84 – Secção sísmica vertical (<i>Inline 752</i>), onde se pode facilmente distinguir um conjunto de blocos rodados, característicos desta bacia sedimentar.	98
Figura 85 - <i>Layout</i> da sísmica em vista ortogonal com a disposição espacial de todos os poços utilizados neste trabalho.	100
Figura 86 - Disposição dos 15 poços importados numa janela de visualização 3D com a apresentação de dois <i>logs</i> : Raios Gama à direita de cada poço e Porosidade à esquerda de cada poço. Estas duas propriedades permitem a definição de potenciais zonas de reservatório através da identificação de zonas com valores baixos de raio gama, que indicam uma camada menos argilosa, associados a zonas com valores de porosidade elevados.	100
Figura 87 – Secção sísmica vertical (<i>Inline 832</i>) original (figura superior) e com a interpretação dos principais reflectores sísmicos interpretados neste trabalho (figura inferior). É ainda possível visualizar os dados de poço (C3) com a informação relativa ao topo de cada formação de modo a calibrar a interpretação sísmica. Horizontes interpretados do mais antigo para o mais recente: Topo Etive, Topo Ness, Topo Tarbert e Base Cretácico.	102
Figura 88 - Secção sísmica vertical (<i>Crossline 868</i>) original (figura superior) e com a interpretação dos principais reflectores sísmicos interpretados neste trabalho (figura inferior). É ainda possível visualizar os dados de poço (C2 e C4) com a informação relativa ao topo de cada formação de modo a calibrar a interpretação sísmica. Horizontes interpretados do mais antigo para o mais recente: Topo Etive, Topo Ness, Topo Tarbert e Base Cretácico.	103
Figura 89 – Grelhas finais da interpretação exclusiva de secções verticais (<i>inline</i> e <i>crossline</i>), com um espaçamento de 5 linhas para os quatro horizontes interpretados no âmbito desta tese. Do mais antigo para o mais recente: Topo Etive (superior esquerdo),	

Topo Ness (superior direito), Topo Tarbert (inferior esquerdo), Base Cretácico (inferior direito).	104
Figura 90 - Resultado final da interpretação automática 3D (com a ferramenta 3D <i>Track</i>) dos quatro horizontes em estudo. Do mais antigo para o mais recente: Topo Etive (superior esquerdo), Topo Ness (superior direito), Topo Tarbert (inferior esquerdo), Base Cretácico (inferior direito).	105
Figura 91 – Calibração da interpretação sísmica através da interpretação de uma secção sísmica regional (<i>well section fence</i>) N-S que atravessa a localização de alguns poços; (Figura superior) mapa base com <i>layout</i> dos dados sísmicos, poços e secção sísmica regional (a azul); (Figura central) poços seleccionados para construção da secção sísmica regional N-S (C3, B9, A16, A15) com os topos das formações e o <i>log</i> de raios gama; (Figura inferior) secção sísmica regional ao longo dos poços que aparecem projectados sobre esta secção com informação do <i>log</i> de raios gama, e topos de formação, para a correlação da assinatura sísmica com o tipo de formação. A verde estão representadas as falhas interpretadas.....	106
Figura 92 – Calibração da interpretação sísmica através da interpretação de uma secção sísmica regional (<i>well section fence</i>) E-W que atravessa a localização de alguns poços; (Figura central) mapa base com <i>layout</i> dos dados sísmicos, poços e secção sísmica regional (a azul); (Figura superior) poços seleccionados para construção da secção sísmica regional E-W (B9, B8, C5, C6) com os topos das formações e o <i>log</i> de raios gama; (Figura inferior) secção sísmica regional ao longo dos poços que aparecem projectados sobre esta secção com informação do <i>log</i> de raios gama, e topos de formação, para a correlação da assinatura sísmica com o tipo de formação. A verde estão representadas as falhas interpretadas.....	107
Figura 93 – Visualização 3D da superfície correspondente ao Topo Ness e distribuições de poços disponíveis na elaboração deste trabalho.	108
Figura 94 – Superfícies obtidas após a interpolação da interpretação sísmica. Cada superfície foi depois delimitada por um polígono e suavizada através da aplicação de um filtro de média móvel. Da mais antiga para a mais recente superfície, correspondente a: Topo Etive (superior esquerdo), Topo Ness (superior direito), Topo Tarbert (inferior esquerdo), Base Cretácico (inferior direito).	109
Figura 95 – Secção sísmica vertical (<i>Inline 832</i>) original (figura superior) e respectiva interpretação de horizontes e falhas (figura inferior). O poço C3 aparece projectado sobre a sísmica e serviu como calibração à interpretação sísmica.	110

Figura 96 - Secção sísmica vertical (<i>crossline</i> 868) original (figura superior) e respectiva interpretação de horizontes e falhas (figura inferior). Os poços C2 e C4 aparecem projectados sobre a sísmica e serviram como calibração à interpretação sísmica.	111
Figura 97 - Visualização em três dimensões das falhas resultantes da interpretação para toda a área de estudo.	112
Figura 98 – Resultado final da incorporação das falhas interpretadas em cada uma das superfícies em estudo, visualizadas em três dimensões. Da mais antiga para a mais recente superfície, correspondente a: Topo Etive (superior esquerdo), Topo Ness (superior direito), Topo Tarbert (inferior esquerdo), Base Cretácico (inferior direito).	113
Figura 99 - (a) Visualização 3D do resultado final da modelação das falhas numa janela 3D para a área de estudo; (b) Falhas modeladas e horizonte correspondente ao topo da Formação Etive.	114
Figura 100 - Vista de topo geral da grelha, correspondente ao esqueleto do ponto médio, após a modelização das falhas durante o processo de <i>Pillar Gridding</i>	114
Figura 101 - Resultado final do <i>Pillar Gridding</i> , com os esqueletos do topo, meio e base.	115
Figura 102 - Resultado final dos processos de modelação estrutural. A imagem central mostra duas secções verticais do modelo onde é possível fazer a visualização dos limites de cada célula do modelo, de modo a realizar um controlo de qualidade do modelo final. As imagens superior e inferior mostram em pormenor as secções atrás referidas e é possível distinguir as três zonas consideradas no modelo, assim como as camadas criadas (ver Figura 73, Secção 4.7.3).	117
Figura 103 – Células do modelo geológico populadas com a propriedade <i>Bulk Volume</i> , que permite aferir a existência ou não de células com volume negativos. Caso haja células negativas, deve-se voltar ao processo de <i>Pillar Gridding</i> , de modo a refazer a geometria destas células.	118
Figura 104 – Resultados obtidos com o processo de <i>upscaling</i> para 12 poços (C6, B1 e B2 - não contêm dados destes <i>logs</i>), dos <i>logs</i> utilizados neste trabalho: (a) fácies fluviais; (b) porosidade; (c) permeabilidade.	119
Figura 105 – (a) Modelo geológico de fácies fluviais usando o método de Simulação Sequencial da Indicatriz; (b) Visualização da mesma simulação na Zona 2, horizonte Tarbert 1 do modelo geológico representado em (a).	121
Figura 106 - Modelo geológico criado utilizando a simulação geoestatística multi-ponto tendo por base a propriedade Fácies Fluviais, à qual foi adicionada uma nova classe designada por meandros abandonados.	122

Figura 107 - Vista ortogonal dos modelos determinísticos de porosidade (a) e permeabilidade (b). Destacam-se nestes modelos a presença de artefactos de forma circular associados ao raio de influência das amostras no cálculo da <i>Krigagem</i> Simples.	123
Figura 108 - Modelo petrofísico para porosidade (a), e permeabilidade (b), utilizando o método determinístico de <i>Krigagem</i> Simples.....	124
Figura 109 - Modelos petrofísicos de porosidade utilizando o método estocástico de Simulação Sequencial Gaussiana. Visualização das três realizações calculadas com base nos dados de poço e no modelo de variograma da Tabela 3.	125
Figura 110 - Modelos petrofísicos de permeabilidade utilizando o método estocástico de Simulação Sequencial Gaussiana. Visualização das três simulações calculadas com base nos dados de poço e no modelo de variograma da Tabela 3.	126
Figura 111 - Variograma obtido no método de Simulação Sequencial para os valores indicados na Tabela 3.	126
Figura 112 - Média aritmética das três simulações realizadas com o método de Simulação Sequencial Gaussiana para a propriedade porosidade (inferior esquerda); Secção E-W do modelo incorporada numa secção sísmica. Este tipo de visualização permite fazer a comparação da textura sísmica com a gama de valores da propriedade petrofísica (superior esquerda); Zona 2, horizonte Tarbert 1 do modelo do reservatório para porosidade, onde se pode observar valores elevados de porosidade nas regiões NE e SE (inferior direita) e ampliação da zona de possível reservatório, com a localização dos poços já existentes (superior direita).	128
Figura 113 – Média aritmética das três simulações realizadas com o método de Simulação Sequencial Gaussiana para a propriedade permeabilidade (inferior esquerda); Secção E-W do modelo incorporada numa secção sísmica. Este tipo de visualização permite fazer a comparação da textura sísmica com a gama de valores da propriedade petrofísica (superior esquerda); Zona 2, horizonte Tarbert 1 do modelo do reservatório para permeabilidade, onde se pode observar valores elevados de permeabilidade nas regiões NE e SE (inferior direita) e ampliação da zona de possível reservatório, com a localização dos poços já existentes (superior direita).	129
Figura 114 - Modelos petrofísicos de porosidade utilizando o método Condicionamento das Fácies. Visualização de três simulações calculadas com base nos dados de poço, e utilizando os variogramas da Tabela 4.	130

Figura 115 - Modelos petrofísicos de permeabilidade utilizando o método Condicionamento das Fácies. Visualização de três simulações calculadas com base nos dados de poço, e utilizando os variogramas da Tabela 4.....	131
Figura 116 - Variograma usado na simulação por condicionamento de fácies. Está representado o caso do horizonte Tarbert 1, onde temos como fácies: planície de inundação, canais arenosos e <i>levees</i> . Foi introduzido como exemplo os valores de variograma da Tabela 4 para a fácies canais arenosos.	132
Figura 117 – Média aritmética das três simulações realizadas com o método de Condicionamento de Fácies para a propriedade porosidade (inferior esquerda); Secção E-W do modelo incorporada numa secção sísmica. Este tipo de visualização permite fazer a comparação da textura sísmica com a gama de valores da propriedade petrofísica (superior direita); Zona 2, horizonte Tarbert 1 do modelo do reservatório para porosidade, onde se pode observar valores elevados de porosidade ao longo dos canais (inferior esquerda) e ampliação da zona de possível reservatório, com a localização dos poços já existentes (superior direita).....	133
Figura 118 – Média aritmética das três simulações realizadas com o método de Condicionamento de Fácies para a propriedade permeabilidade (inferior esquerda); Secção E-W do modelo incorporada numa secção sísmica. Este tipo de visualização permite fazer a comparação da textura sísmica com a gama de valores da propriedade petrofísica (superior direita); Zona 2, horizonte Tarbert 1 do modelo do reservatório para permeabilidade, onde se pode observar valores elevados de permeabilidade ao longo dos canais (inferior esquerda) e ampliação da zona de possível reservatório, com a localização dos poços já existentes (superior direita).....	134
Figura 119 – (a) Modelo geológico do reservatório de hidrocarbonetos em estudo com os contactos de fluidos modelados: Gás/Petróleo, Petróleo/Água; (b) Visualização da Zona 2, horizonte Tarbert 1 do modelo (a). A possível zona de reservatório localiza-se a SE numa zona de gás.	135

Lista de Tabelas

Tabela 1 - Identificação dos poços utilizados neste trabalho e qual o seu tipo, com os respectivos símbolos de reconhecimento.....	99
Tabela 2 – Parâmetros do modelo de variograma utilizado na modelação de fácies pelo método SIS.	120
Tabela 3 - Tabela de valores do modelo de variograma utilizado no método de Simulação Sequencial Gaussiana para as propriedades porosidade e permeabilidade. Valores iguais para todas as zonas.	126
Tabela 4 - Tabela de valores do variograma utilizado no método de Condicionamento de Fácies para ambas as propriedades petrofísicas (porosidade e permeabilidade). Valores iguais para todas as zonas do modelo de reservatório.	131

1. Introdução

1.1 Natureza e Âmbito do Trabalho

O presente trabalho insere-se no âmbito da disciplina Projecto/Tese do 2º ano do Mestrado de Geomateriais e Recursos Geológicos, do Departamento de Geociências da Universidade de Aveiro, em parceria com o Departamento de Geociências, Ambiente e Ordenamento do Território, da Faculdade de Ciências da Universidade do Porto. Para a sua realização, procedeu-se à interpretação de um cubo de dados de reflexão sísmica 3D adquiridos no campo petrolífero *Gullfaks*, localizado na margem norueguesa do Mar do Norte, com vista à obtenção de um modelo estrutural e petrofísico para este reservatório de hidrocarbonetos. Este trabalho foi realizado no Laboratório de Geologia e Geofísica Marinha (LGGM) do Departamento de Geociências e CESAM, da Universidade de Aveiro, sob orientação do Prof. Doutor Luís Menezes Pinheiro, com a colaboração do Eng. Leonardo Azevedo. Para a interpretação sísmica e modelação do reservatório, foi utilizado o *software Petrel* 2010.2 da companhia de serviços para a indústria petrolífera *Schlumberger*.

1.2 Objectivos

O principal objectivo deste trabalho é a interpretação de um bloco de reflexão sísmica 3D adquirido no campo petrolífero de *Gullfaks*, localizado no Mar do Norte, na margem da Noruega (plataforma) e a criação de um modelo estático geológico e petrofísico para este reservatório de hidrocarbonetos. Com este caso de estudo, para além de uma familiarização com os procedimentos e metodologias adoptados pela indústria petrolífera nas fases de caracterização de reservatórios de hidrocarbonetos, pretende-se ainda: (1) interpretar e cartografar, no bloco sísmico 3D, as principais sequências sismo-estratigráficas na área do reservatório e correlacioná-las com os dados de poços; (2) interpretar e cartografar as principais falhas, de forma a criar um modelo estrutural para a área do reservatório; (3) criar um modelo geológico estático e

tridimensional para a área em estudo; (4) modelar o reservatório, e popular este com distribuições de fácies e propriedades petrofísicas.

1.3 Localização da Área de Estudo

O campo petrolífero *Gullfaks* localiza-se no Norte do Mar do Norte, na margem Oeste da Noruega (Figura 1), mais concretamente no bloco *offshore* 34/10-13, a uma profundidade de água entre os 130 e 220m. Este campo foi descoberto em 1978 e é constituído por três plataformas de processamento, armazenamento e exportação dos hidrocarbonetos explorados: *Gullfaks A*, *B* e *C*. A plataforma *A* entrou em produção a 22 de Dezembro de 1986, a plataforma *B* a 29 de Fevereiro de 1988, e a plataforma *C* a 4 de Novembro de 1989 (www.statoil.com).

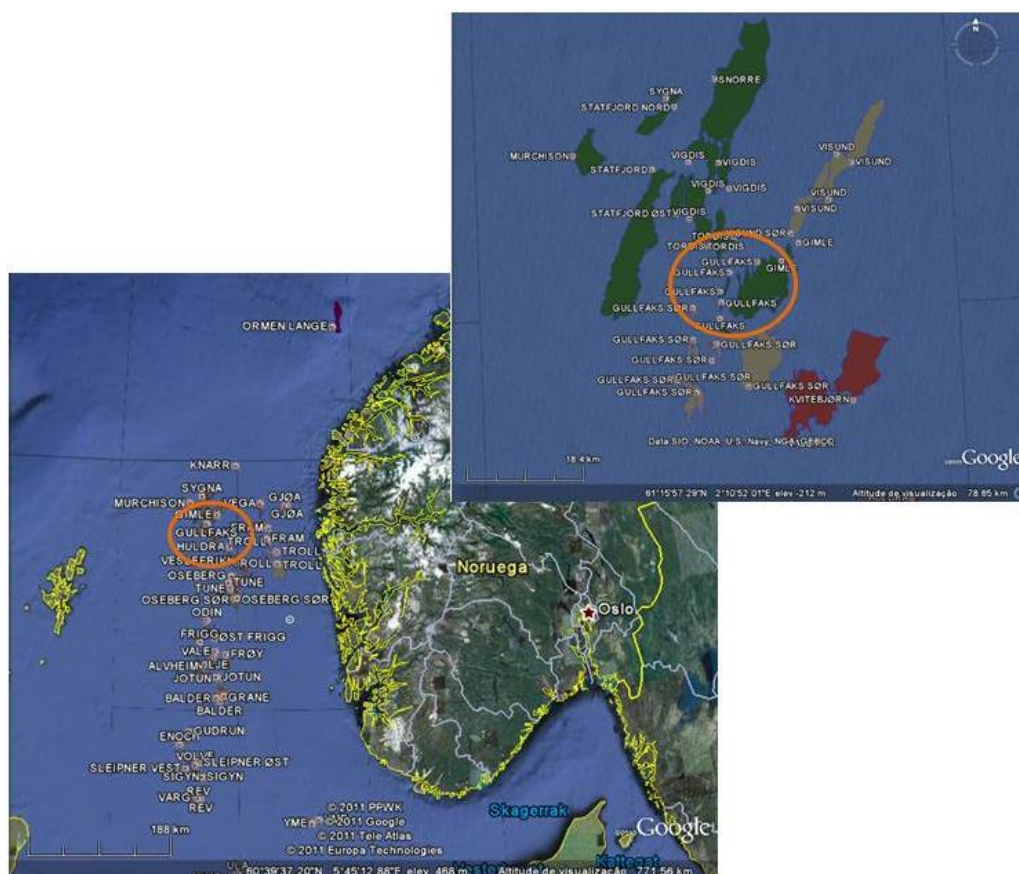


Figura 1 - Localização geográfica do campo petrolífero de *Gullfaks* (círculo a laranja). Imagens obtidas a partir do Google Earth (aplicação sobre Google Earth desenvolvida pelo Norwegian Petroleum Directorate; www.npd.no).

1.4 Dados Utilizados e Metodologia

Para o desenvolvimento do trabalho proposto foi usado um conjunto de dados pertencentes à *Schlumberger*. O conjunto de dados utilizados neste trabalho inclui: (1) um bloco de sísmica de reflexão 3D, com uma área aproximada de 70,5 km² e que engloba a toda a zona do reservatório; (2) um conjunto de 15 poços e os respectivos *logs*¹ e *check shots*²; (3) um conjunto de *well tops*³ para cada poço e para cada uma das unidades estratigráficas mais importantes da bacia (Figura 2 e Figura 3).

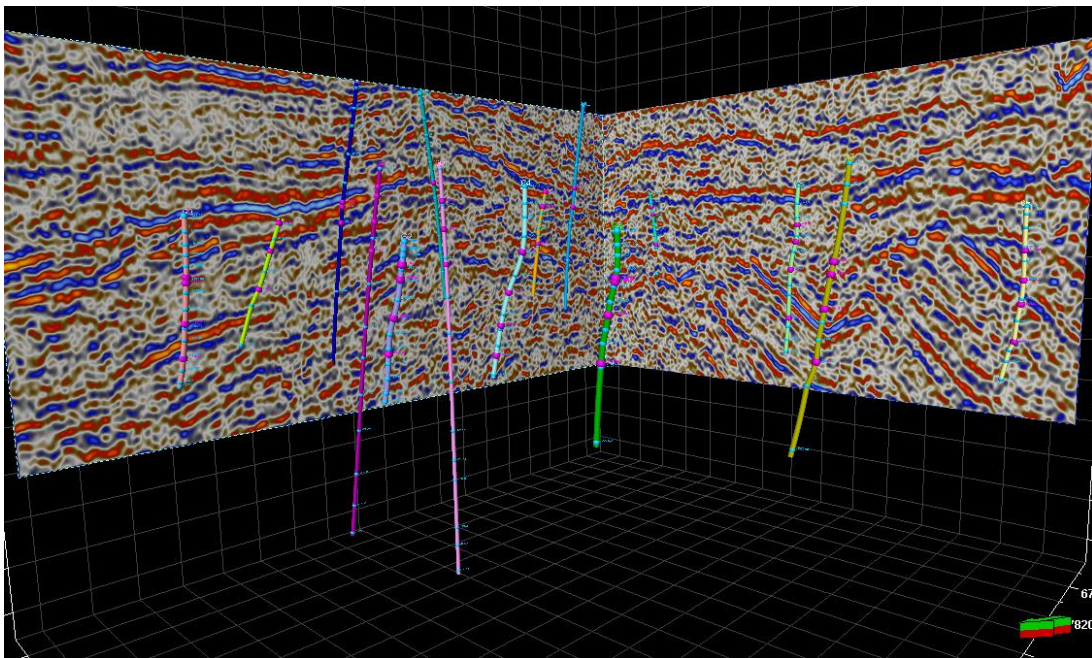


Figura 2 - Visualização do conjunto de poços, com os seus respectivos *well tops* (a cor de rosa) e *check shots* (a azul), no cubo sísmico da área em estudo.

A metodologia adoptada neste trabalho engloba a interpretação dos dados de reflexão sísmica 3D, com a identificação das principais discontinuidades regionais correspondentes ao topo e à base das principais unidades sismo-estratigráficas e a sua caracterização geológica por correlação com os dados dos poços, a interpretação espacial das principais falhas e a criação de um modelo estrutural do reservatório.

¹ Registo das propriedades físicas das formações atravessadas por um poço através de medições contínuas com ferramentas geofísicas.

² Medição do tempo de ida e volta de ondas sísmicas ao longo do poço e a uma determinada profundidade de interesse, para conversão das medições do poço de tempo para profundidade.

³ Pontos de intersecção entre a trajectória do poço e os topos das formações com interesse para a geologia regional da área em estudo.

Finalmente, o modelo estático do reservatório foi populado com dados petrofísicos através da aplicação de técnicas de modelação geoestatística aos dados de poço. Para a sua realização foram seguidos sequencialmente os seguintes passos:

- Importação de dados geológicos e geofísicos: sísmica 3D e dados dos poços;
- Visualização dos dados em 2D e 3D para controlo de qualidade;
- Interpretação dos principais horizontes e falhas no bloco sísmico 3D;
- Modelação de falhas;
- Construção de uma grelha estrutural em 3D;
- Definição de zonas e camadas dentro do reservatório;
- Modelação das propriedades físicas na área do reservatório.

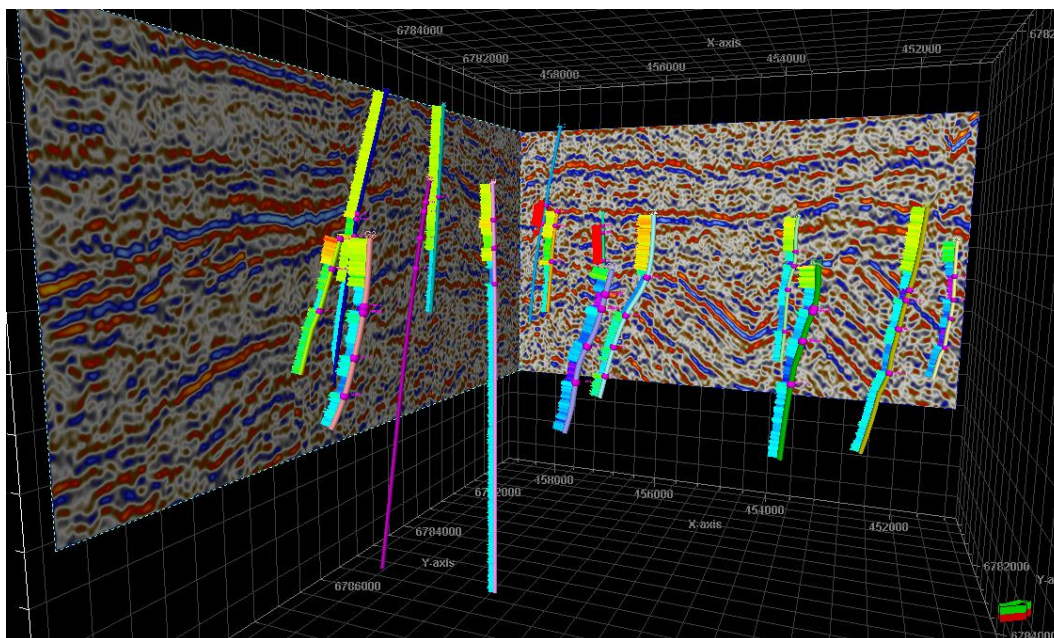


Figura 3 - Visualização do conjunto de poços no cubo sísmico, com a representação do *log* da permeabilidade.

1.5 Estrutura da Dissertação

No primeiro Capítulo – *Introdução* - apresentam-se a natureza e o âmbito deste trabalho, os objectivos, a localização da área de estudo, os dados e a metodologia adoptada. Este capítulo termina com uma descrição da estrutura desta dissertação.

No segundo capítulo - *O Campo Petrolífero Gullfaks* - introduz-se o contexto geológico e geodinâmico da área de estudo. Apresentam-se modelos dos ambientes

deposicionais existentes e descrevem-se os principais grupos e formações para os sistemas petrolíferos do campo *Gullfaks*.

No terceiro capítulo - *A reflexão sísmica na prospecção de hidrocarbonetos* – faz-se uma breve introdução ao método sísmico, descreve-se a sua importância na prospecção de hidrocarbonetos e indica-se o que se pode obter com a interpretação em secções sísmicas.

No quarto capítulo – *Caracterização de um reservatório utilizando o software Petrel 2010.2 (Schlumberger)* – descrevem-se as metodologias para se poder iniciar um novo projecto, importar dados de reflexão sísmica e dados de poços, interpretar e cartografar horizontes e falhas, construir um modelo estrutural e petrofísico para a zona de reservatório e criar horizontes, zonas e camadas.

O quinto capítulo – *Caracterização de um reservatório de hidrocarbonetos no Campo Gullfaks, Noruega* – reflecte os resultados obtidos com a aplicação dos procedimentos e métodos descritos no Capítulo 4, aos dados disponíveis e utilizados no âmbito desta tese.

Por fim, no sexto capítulo apresentam-se as conclusões finais obtidas com a realização deste trabalho.

2. O Campo Petrolífero *Gullfaks*

2.1 Evolução Geodinâmica da Área de Estudo

A evolução do campo petrolífero *Gullfaks* encontra-se intimamente ligada à formação e evolução das bacias sedimentares das margens continentais do Oceano Atlântico Norte, nomeadamente à formação do Mar do Norte na margem Oeste da Noruega.

Estruturalmente, a área de estudo, o Mar do Norte, assenta sobre um soco de idade Pré-Câmbrica, formada numa configuração de intraplaca. Durante a orogenia Caledónica (Silúrico Médio) deu-se a formação do Oceano de Iapetus (Figura 4) entre os continentes da Laurentia, Báltica e Avalonia (Glennie e Underhill, 1998). A colisão continental destes continentes durante a orogenia Varisca provocou o fecho do Iapetus e a formação do supercontinente Pangea, (Carbónico superior e Pérmico). Este período culminou na criação de uma cadeia montanhosa que se estendeu desde Espanha, passando pela Bretanha, Alemanha até à actual Polónia, causando o fecho do oceano Proto-Tethys (também denominado de Rheic, um oceano paleozóico situado entre o Gondwana, a Sul, e os microcontinentes Avalonia e Báltica a Norte), (Glennie e Underhill, 1998).

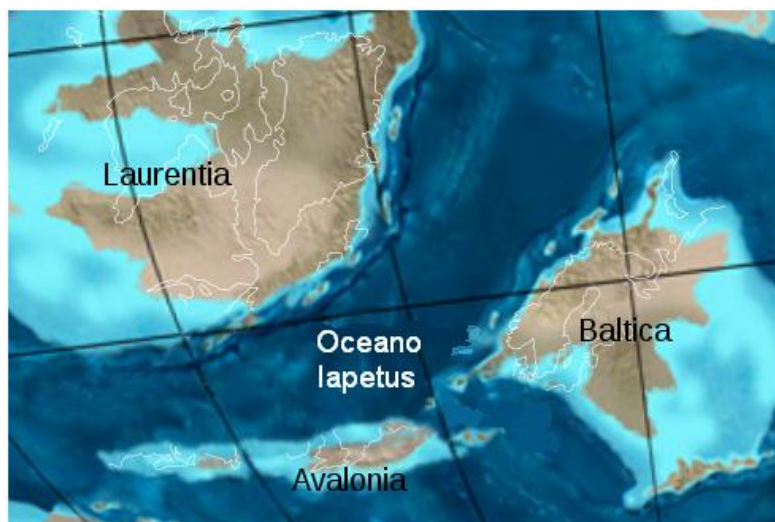


Figura 4 - Colisão dos continentes Avalonia, Laurentia e Báltica há cerca de 460 milhões de anos atrás (Ordovícico médio-superior) e posterior fecho do Oceano Iapetus. As linhas brancas representam as actuais linhas de costa (en.wikipedia.org).

Há cerca de 180 milhões de anos, durante o Jurássico, iniciou-se a separação do supercontinente Pangea com o adelgaçamento da crosta continental e consequentemente o início da expansão do fundo oceânico em essencialmente quatro fases de *rifting*. A primeira fase, de idade Jurássico superior, segundo Dias (2000) corresponde à separação entre a Laurásia (a Norte) e o Gondwana (a Sul), resultando na formação do actual Oceano Atlântico Central (Figura 5 e Figura 6).

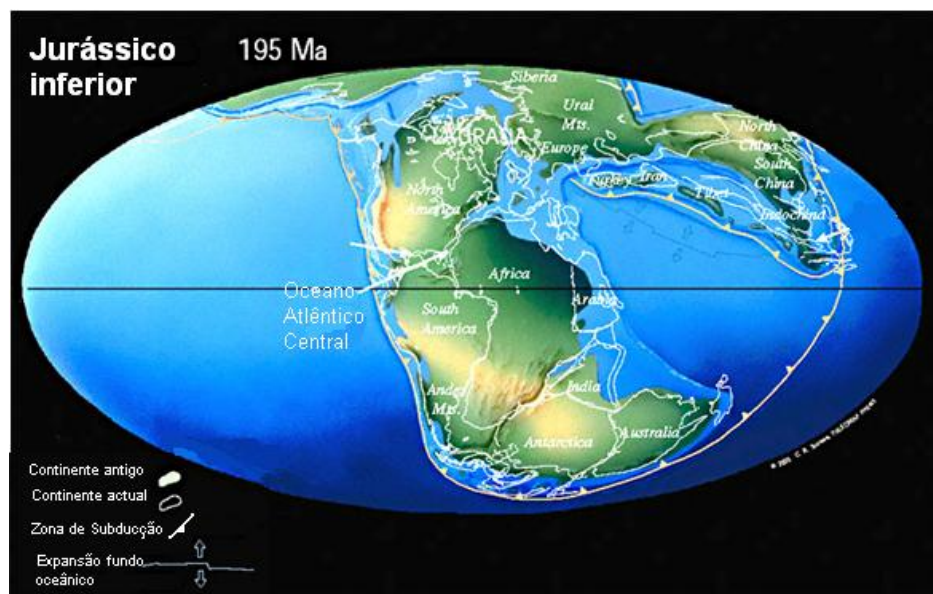


Figura 5 - Separação da Laurásia a Norte do Gondwana a Sul e início da abertura do Atlântico Central no Jurássico Inferior (*in* www.scotese.com).

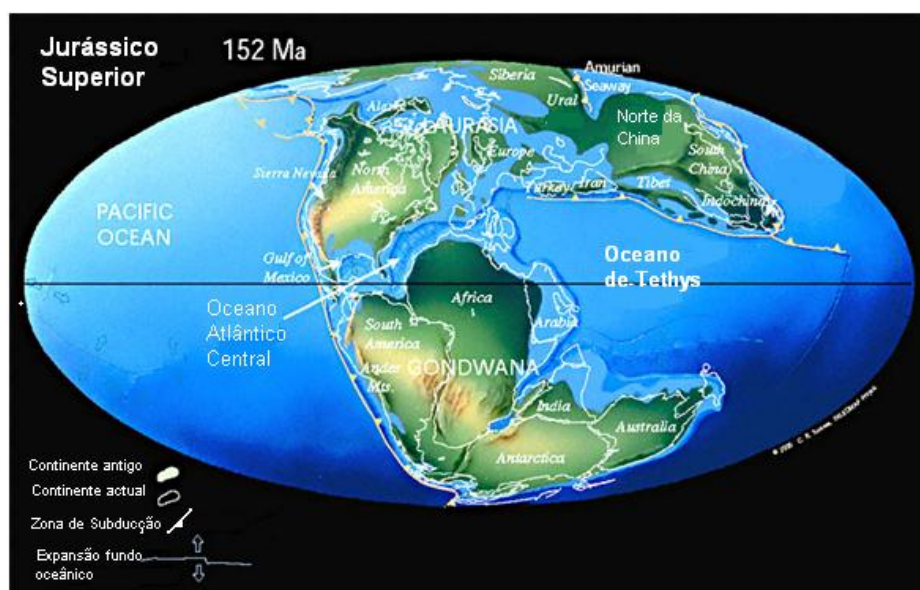


Figura 6 - No Jurássico superior, o Oceano Atlântico Central apenas separava a América do Norte da África (*in* www.scotese.com).

Ainda durante este período, aquando da abertura do Oceano Atlântico Central, ocorreu um importante evento na evolução do sistema de *rift* do Mar do Norte, com o aparecimento de um *uplift* de um domo térmico no Mar do Norte Central em resposta ao desenvolvimento de uma pluma térmica que levou a uma generalizada erosão na área central do Mar do Norte, vulcanismo e subsequente desenvolvimento de um sistema de *rift* triplo (Glennie e Underhill, 1998). O posterior colapso deste domo térmico resultou na criação de profundas e vastas bacias associadas a *grabens* transtensionais, cujo espaço disponível para acomodação foi preenchido por um forte acarreio sedimentar (Okman e Partington, 1998).

A segunda fase de *rifting* acontece durante o Cretácico Inferior, há cerca de 140 milhões de anos. Dá-se a definitiva separação das placas da América do Sul e de África, originando o Atlântico Sul. A abertura do Oceano Atlântico deu-se de Sul para Norte, de forma assíncrona e daí o Atlântico Sul apresentar uma maior largura quando comparado com a porção correspondente ao Atlântico Norte. Durante o Cretácico Superior (Figura 7) ocorre também a terceira fase de *rifting*, que promove a divisão da Laurásia, correspondendo à separação da América do Norte e da Europa e o início da formação do actual Oceano Atlântico Norte (Dias, 2000).

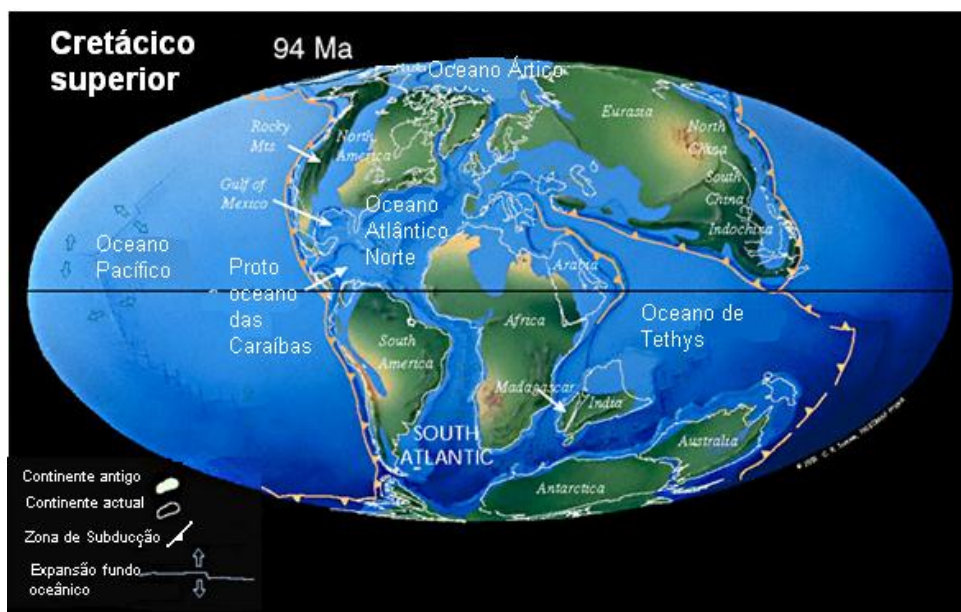


Figura 7 - Abertura definitiva do Oceano Atlântico a Sul. É neste período que se inicia a separação da América do Norte e a Europa, que até então continuavam ligadas. (in www.scotese.com).

A quarta e última fase de riftogénese ocorreu durante o Cenozóico, há cerca de 55 milhões de anos durante o Eocénico, com a separação definitiva da América do Norte e

Gronelândia da Europa e consequente formação do Atlântico Norte que já se tinha iniciado no final da terceira fase de rift (Dias, 2000). Após esta última fase de *rifting*, seguiu-se um importante período de subsidência térmica durante o Mesozóico e o Cenozóico, com a formação da bacia sedimentar intracratónica do Mar do Norte (Ziegler e van Hoorn, 1989). A combinação de movimentos de placas tectónicas e respectivas orogenias geraram os continentes circundantes e o Mar do Norte como é hoje conhecido.

A partir do conhecimento do desenvolvimento das bacias pós-Variscas do Mesozóico, pode-se inferir que o Mar do Norte é um braço de *rift* abortado (Leeder, 1999), devido à tentativa de abertura nesta região de um *rift*, aquando a abertura do proto-Atlântico Norte (Okman e Partington, 1998), (Jurássico superior). Este sistema de *rift* de idade Mesozóica consiste num ponto triplo (Figura 8) que inclui o *Viking Graben*, *Central Graben* e *Moray Firth* (Glennie e Underhill, 1998), fazendo parte integrante do mega-*rift* do Atlântico Norte-Ártico (Ziegler e van Hoorn, 1998).

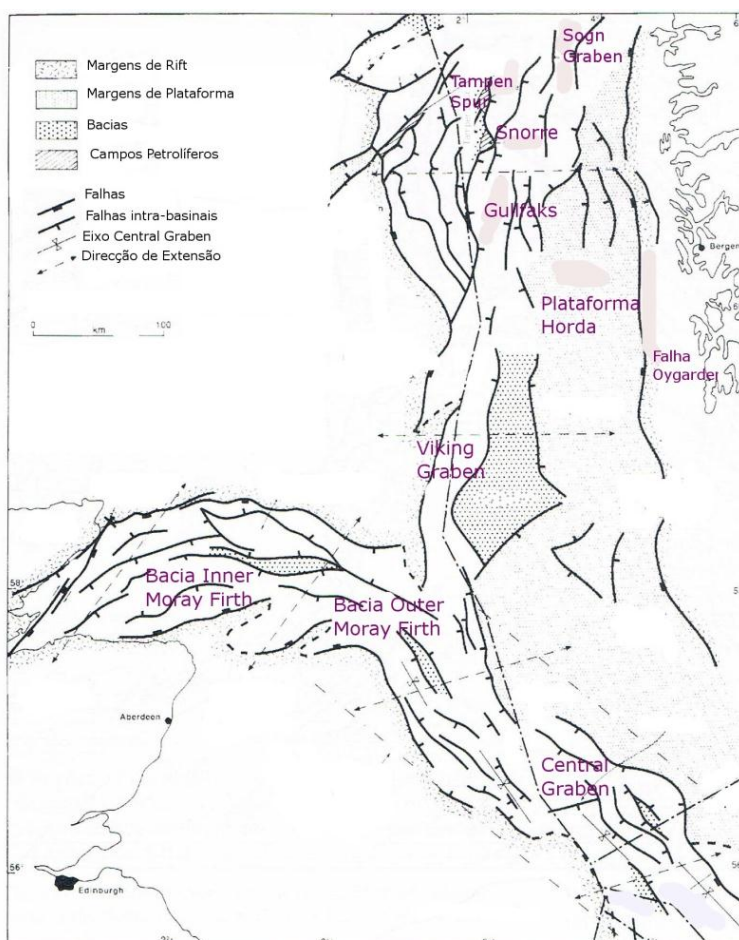


Figura 8 - Ponto triplo do Mar do Norte e principais elementos tectónicos. As setas indicam a orientação do *stress* como interpretado por Roberts *et al.* (1990), (*in*: Glennie e Underhill, 1998).

2.2 Enquadramento do Campo Petrolífero *Gullfaks*

Estruturalmente, a plataforma continental norueguesa pode ser dividida em três províncias ou sectores principais (Figura 9):

- Mar do Norte
- Margem continental Norueguesa (Mar da Noruega)
- Mar de Barents

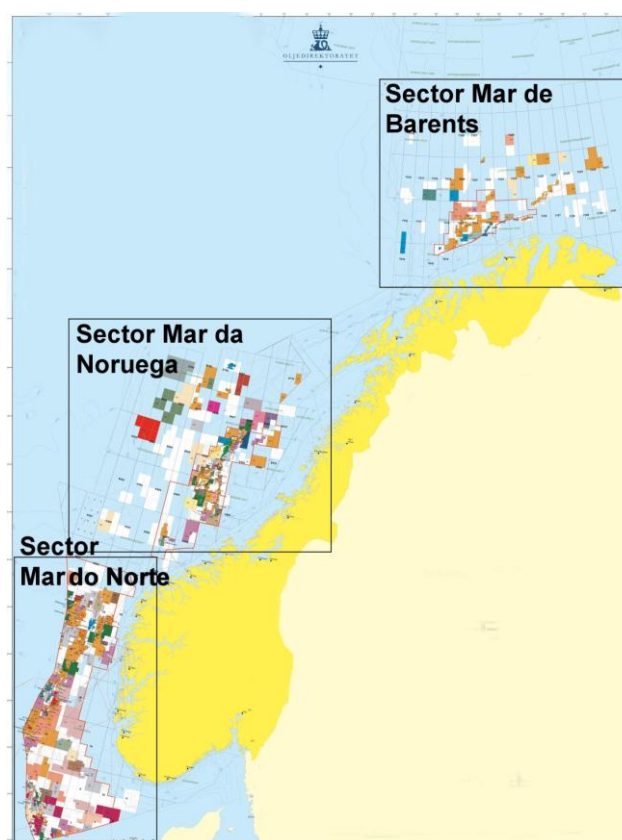


Figura 9 - Plataforma continental da Noruega, com a representação da localização dos sectores do Mar do Norte, Mar da Noruega e Mar de Barents. Estão ainda representadas para cada província as localizações dos blocos petrolíferos existentes (www.npd.no).

A província do Mar do Norte é dominada pelo *Viking Graben* que se prolonga para Norte, pelo *Sogn Graben*, sendo estes flanqueados pela *East Shetland Basin*, a Oeste pelo *Tampen Spur* e a Este pela *Horda Platform*, de idade Jurássico-Cretácico (Figura 10). Este sector estrutural é delimitado pelas *Shetland Island* a Oeste, a Orla Atlântica a Norte, a margem da Noruega a Este e o Centro do Mar do Norte a Sul.

As principais estruturas de *rift* do Centro e Norte do Mar do Norte são o *Central Graben*, as bacias *Outer* e *Inner Moray Firth* e o *Viking Graben* (ver Figura 8), estando o campo *Gullfaks* localizado no *Tampen Spur* no Mar do Norte setentrional. Contudo, o *Viking Graben* e as suas margens, como já referido anteriormente, são subjacentes a um *rift* mais antigo, de possível idade Pérmico-Triásico inferior, estando o eixo do antigo sistema de *rift* localizado na presente *Horda Platform*, sendo ligado pela plataforma de *East Shetland*, a Oeste e a Este pela zona de falha de *Øygarden*. As estruturas desta área são caracterizadas por grandes blocos de falhas rodados. Estruturalmente, as bacias sedimentares nesta área aparecem associadas a *half-grabens*, formados pela extensão da litosfera e estiramento crustal durante as fases de *rift* correspondentes à abertura do Oceano Atlântico Norte.

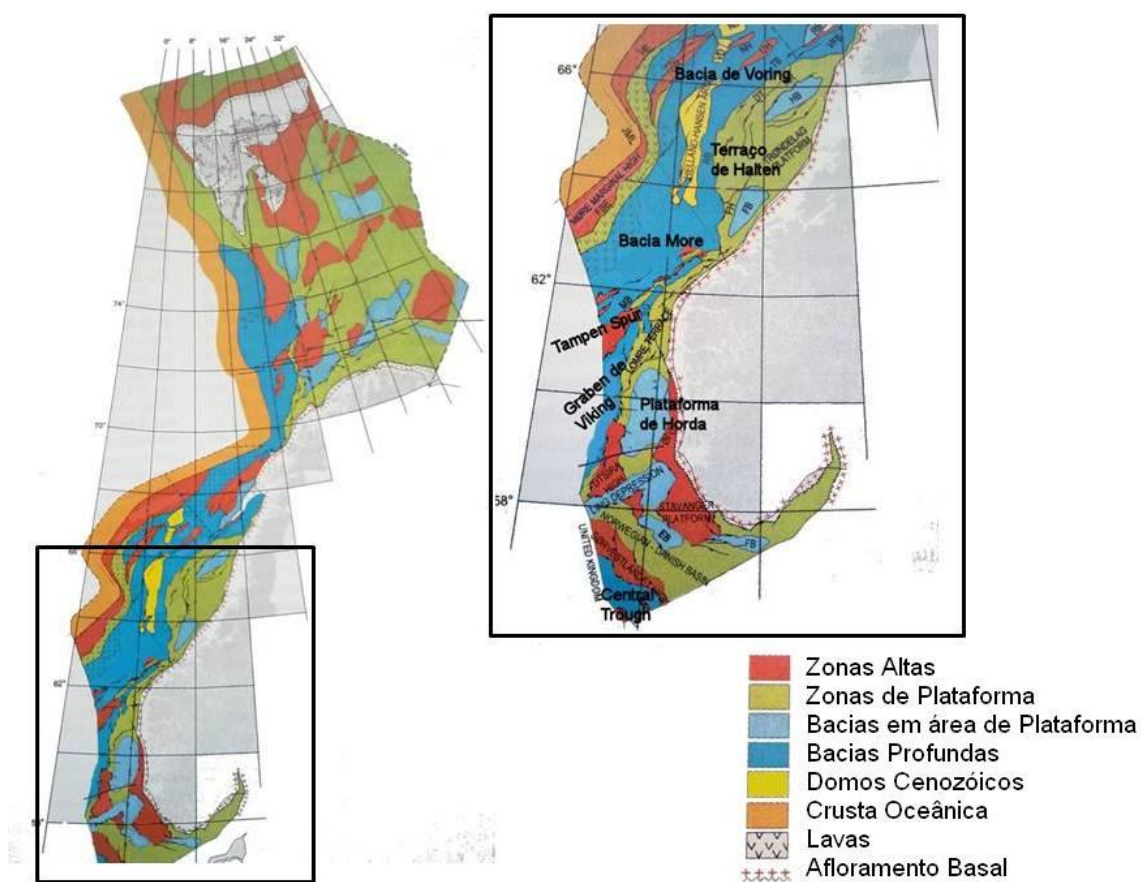


Figura 10 - Principais províncias do Mar do Norte destacando-se a zona de *Tampen Spur* (Brekke *et al.*, 2001).

Estudos na costa Oeste da Noruega suportam a ideia de um movimento de placas divergentes durante o Devónico (Fossen, 1992, *in*: Fossen e Hesthammer, 1998), pouco tempo após a colisão Caledónica (McClay *et al.*, 1986, *in* Fossen e Hesthammer, 1998).

A uma escala regional, as fases de *rifting* são referidas como sendo do Permo-Triásico e do Jurássico superior (Badley *et al.*, 1988; Gabrielsen *et al.*, 1990, *in* Fossen e Hesthammer, 1998). Estas importantes fases de *rifting* (Gabrielsen, *et al.*, 1990; Roberts, *et al.*, 1990; Færseth *et al.*, 1995; Færseth, 1996 *in*: Hesthammer *et al.*, 2000; Hesthammer e Fossen, 2001), ocorrem primeiro no Pérmico e Triásico inferior em toda a área setentrional do Mar do Norte e foram importantes para o enquadramento estrutural da área, enquanto que a segunda fase, no Jurássico superior, foi mais localizada na parte Central do Norte do Mar do Norte (Færseth *et al.*, 1995, *in* Hesthammer e Fossen, 2001) e tendo deformado as potenciais rochas reservatório da região de idade compreendida entre o Triásico e o Jurássico.

Como já referido no Capítulo 1, o campo petrolífero *Gullfaks* situa-se na parte Norte do Mar do Norte, na costa Oeste da Noruega. Cobre uma área aproximada de 75 km² e os seus principais reservatórios localizam-se no Grupo de Brent e nas Formações de Cook e Statfjord, todas de idade jurássica (ver Secção 2.3.5). Este campo encontra-se localizado no flanco ocidental do *Viking Graben*, ocupando a metade deste *graben*, numa extensão de cerca de 10-15 km de largura. O bloco extensional onde se situa este campo petrolífero, é geralmente denominado Bloco de Falha de *Gullfaks* (Fossen e Hesthammer, 1998). Consiste num bloco de falha controlado por falhas estruturais com uma orientação preferencial NNE-SSW, definindo *half-grabens* de menores dimensões dentro do bloco, e é facilmente identificado em dados de reflexão sísmica multicanal do Mar do Norte. Duas falhas principais, a falha de *Gullfaks* a Este, e a falha de *Statfjord* a Oeste, delimitam o Bloco de Falha de *Gullfaks*. Na região, o controlo estrutural é feito pela falha de *Gullfaks* a Este, que se divide em dois segmentos definindo o Bloco de Falha de *Gullfaks* Sul (Rouby *et al.*, 1996;), (Figura 11 e Figura 12). As unidades sedimentares que se depositaram sobre estes *half-grabens* apresentam-se rodadas, devido à movimentação dos blocos ao longo dos planos de falha.

A parte ocidental do Bloco de Falha de *Gullfaks* é caracterizada por um menor número de falhas (Rouby *et al.*, 1996), sendo estas mais pronunciadas na parte Este e Central. Tanto *Gullfaks*, como *Gullfaks* Sul (um campo petrolífero adjacente ao campo *Gullfaks*) podem ser divididos em três domínios estruturais principais: 1) uma área Ocidental com falhas de baixo ângulo que mergulham para Este e camadas mergulhantes para Oeste onde se localiza a área de estudo; 2) um complexo de *horsts* a Este com camadas elevadas sub-horizontais, falhas íngremes e profundamente erodidas; 3) uma zona de transição central (sistema de *grabens*), que acomoda as diferenças da deformação das duas sub-áreas e é interpretada como uma dobra de anticlinal

14

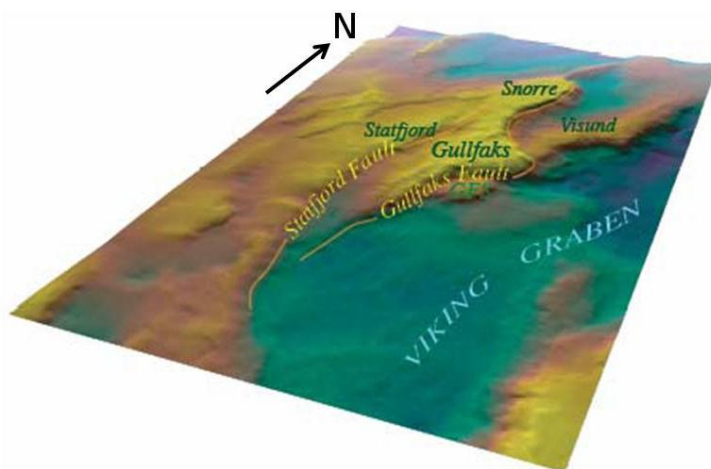


Figura 12 - Localização dos campos *Gullfaks* e *Gullfaks Sul* (Hesthammer et al., 2000)

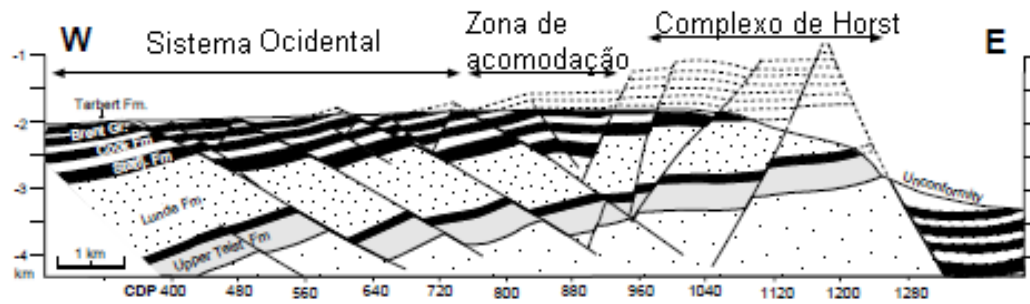


Figura 13 - Perfil geológico do campo de *Gullfaks* com a localização dos limites do sistema ocidental (área de estudo), da zona de transição e do complexo de *horst* (Fossen e Hesthammer, 1998).

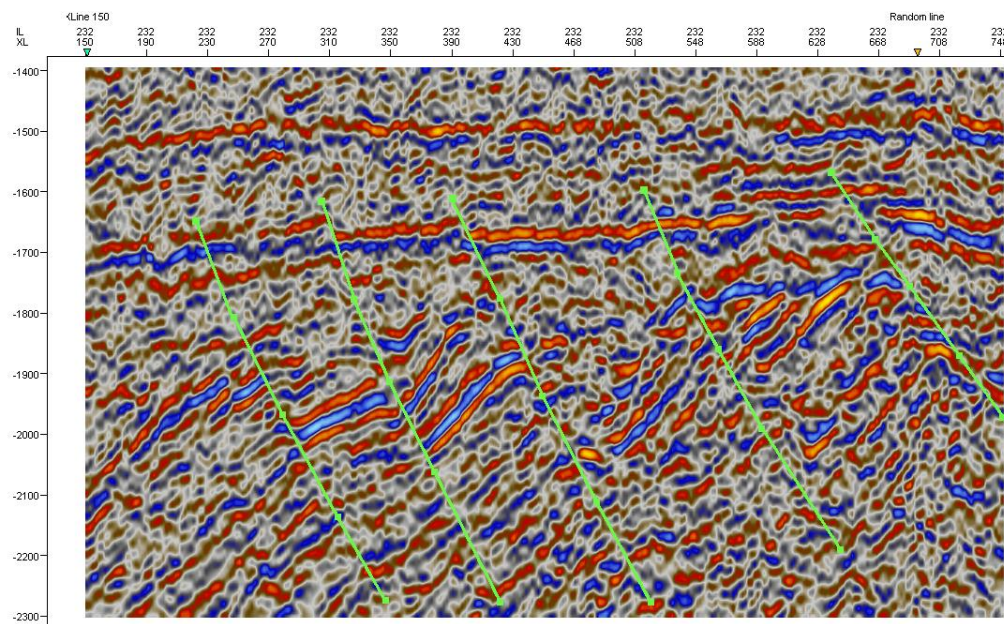


Figura 14 - Exemplo de uma secção sísmica extraída dos dados do bloco sísmico 3D utilizados nesta tese (*Schlumberger*). É possível interpretar em várias secções a rotação das camadas sedimentares sobre os planos de falhas (a verde) e a formação de descontinuidade por discordância angular.

2.3 Principais Grupos e Formações Sedimentares no Mar do Norte

2.3.1 Devónico

Desde o Devónico inferior ao Eocénico, a região em estudo sofreu fases de convergência de placas e espessamento da crosta continental (em ambiente

predominantemente compressivo), períodos de *rifting* e consequente ruptura continental (em ambiente predominantemente distensivo), (Anderson *et al.*, 1979; Ziegler, 1988; Glennie e Underhill, 1998; Doré *et al.*, 1999 *in* Brekke *et al.*, 2001). Subsequentemente ao início da expansão do fundo oceânico, a margem continental foi outra vez sujeita a um regime de compressão.

Apesar de terem sido encontrados sedimentos do Devónico em apenas alguns furos de sondagem, na *East Shetland Platform*, há razão para acreditar que estes estão presentes regionalmente, nas partes mais profundas dos *half-grabens* do Triásico, que se encontram cobertos pela *Horda Platform*, no *Viking Graben* e na *East Shetland Basin* (Faleide *et al.*, 2010).

2.3.2 Carbonífero

A movimentação da região correspondente ao continente Europeu durante o Carbonífero proporcionou uma alteração gradual do clima seco durante o Devónico, para um clima maioritariamente húmido. Esta mudança promoveu a formação dos depósitos de carvão, que desenvolveram espessas camadas em áreas pantanosas nas regiões deltaicas. Depósitos de carvão contemporâneo foram encontrados no Sul do Mar do Norte e na Holanda, e são a principal origem para o gás encontrado nesta região.

Desde o Carbonífero inferior até ao Pérmico superior, o presente Atlântico Norte e o Mar de Barents eram mares epicontinentais sobre o Pangea, caracterizados por acreção orogénica (Brekke *et al.*, 2010). Contudo, desde o Devónico superior até ao Carbonífero inferior-superior, o interior da região foi sujeito a um período de *rifting* que se estendeu desde o presente Sul do Mar do Norte, para o Mar da Noruega, até ao centro Ocidental do Mar de Barents.

Durante o Turnaciano inferior (Carbonífero inferior), o continente acabou por se separar por extensão crustal (Leeder, 1988; Coward, 1993, *in* Brekke *et al.*, 2010) e ocorreu uma transgressão progressiva a partir do Sul originando uma sequência diacrónica de calcários, clastos e evaporitos marinhos de águas pouco profundas (Anderton *et al.*, 1979, *in* Brekke *et al.*, 2010). A extensão crustal deu origem a uma diferenciação estrutural e topográfica, resultando em *horsts* e *grabens* que, indirectamente influenciaram a distribuição das fácies de plataforma carbonatada nos *horsts* e de turbiditos argilitos nos *grabens* (Grayson e Oldham, 1987, *in* Brekke *et al.*, 2001).

Durante o Viseiano (Carbonífero inferior), sedimentos clásticos e principalmente deltaicos dominavam no Norte da Grã-Bretanha e no centro e Norte do Mar do Norte. É nesta época que se instala uma zona de *rifting* no *Midland Valley* da Escócia, continuando na *Forth Approaches Basin* para o *Witch Gound Graben*, e um centro vulcânico no Mar do Norte. Neste período dá-se uma importante deposição de argilas negras nas zonas de *grabens* dando origem a rochas geradoras de hidrocarbonetos desta região petrolífera.

A não existência de um *rifting* na Grã-Bretanha (Faleide *et al.*, 2010) permitiu a deposição de uma camada calcária durante o Carbonífero. Nesta área foram ainda encontradas formações areníticas que podem constituir importante reservatório na porção Sul do Mar do Norte, onde se dá a deposição de arenitos fluviais e matéria vegetal durante o Carbonífero inferior. Estas formações, assim como os argilitos negros depositados em ambiente marinho, poderão ter dado origem a reservatórios tanto para gás como para petróleo.

O Carbonífero no sector norueguês do Mar do Norte é praticamente desconhecido. Contudo, sequências de carvão aluvial-deltaico, fácies lacustres e *Red Beds* fluviais do Viseiano até ao Namuriano estão registados no *Outer Moray Firth*, e há indicação de transporte de sedimentos para o *Viking Graben* (Brekke *et al.*, 2010).

2.3.3 Pérmico

A última fase tectónica Carbonífero-Pérmico (fase Saálca) na região do Mar do Norte esteve ligada ao dobramento Varisco por movimentos transformantes com uma orientação preferencial NW-SE. Esta última fase de *rifting* esteve ainda associada a uma grande actividade ígnea.

A sedimentação no Mar do Norte foi dominada pelo estabelecimento de duas bacias (Brekke *et al.*, 2001; Faleide *et al.*, 2010) com direcção E-W separadas pelo Mar do Norte médio e pela elevação de *Ringkøbing-Fyn* (elevação que atravessa o Mar do Norte). A bacia a Sul, por se encontrar mais próxima desta elevação foi mais rapidamente preenchida por sedimentos de origem continental do Rotliegend (Pérmico inferior), tendo ao mesmo tempo sofrido um período de subsidência maior e mais intenso. Na bacia mais a Norte, o Rotliegend superior contém uma extensão considerável de arenitos, principalmente de origem eólica, que dão origem à Formação Auk (Faleide *et al.*, 2010).

Devido ao clima seco na bacia Sul durante o Pérmico, em contraste com o clima temperado e húmido estabelecido na bacia do Norte, existe a possibilidade do

desenvolvimento de evaporitos marinhos na bacia do Sul desde o *Viking Graben* até ao oceano aberto no Norte entre a Noruega e a Gronelândia.

Por volta do Tatariano superior (antiga unidade russa para o Pérmico superior, correspondente ao Changhsingiano – essencialmente calcário), um evento transgressivo importante causou importantes inundações na bacia do Pérmico no actual Mar do Norte (Brekke *et al.*, 2001). Estas inundações deram origem aos depósitos de evaporitos do Grupo Zechstein (Pérmico superior; Faleide *et al.*, 2010).

Os períodos do Carbonífero e do Pérmico representaram um período de tectónica essencialmente distensiva por toda a área.

2.3.4 Triásico

No presente Mar do Norte, o ambiente evaporítico do Pérmico continuou até ao Triásico inferior, mas com um aumento de entrada dos clastos e sedimentos derivados da orogenia Varisca (Faleide *et al.*, 2010).

O furo mais profundo na área de *Gullfaks* (34/10-13) apresenta cerca de 3350m de profundidade e penetra 1340m de formações areníticas intercaladas por argilitos e xistos do Grupo Hegre do Triásico (Formações de Lunde e Lomvi; Hesthammer e Fossen, 1998, *in* Hesthammer e Fossen, 2001). Estas formações foram depositadas em ambiente continental durante o Triásico.

A parte superior do Grupo Hegre, a Formação Lunde consiste essencialmente, em arenitos fluviais de grão médio, seguindo-se a Formação Statfjord do Retiano-Sinemuriano que possui uma espessura média de 180-200m de arenitos aluvionares.

O Triásico inferior demonstra a transição de ambiente marinho marginal para aluvial e fluvial, que cobriu o Grupo Zechstein (Pérmico médio-superior) com depósitos areníticos fluviais. O ambiente Triásico do Sul do Mar do Norte diverge do Centro e Norte, dominados por ambiente continental aluvial e fluvial até ao final do Triásico (Retiano). O Sul do Mar do Norte, por outro lado, é caracterizado por vários ciclos de episódios evaporíticos durante o Triásico, dando origem aos evaporitos das Formações Röt (Buntsandstein), Muschelkalk e Keuper (Brekke *et al.*, 2001; Faleide *et al.*, 2010).

No fim do Triásico, o clima tornou-se menos seco, com uma sedimentação predominantemente fluvial e passando gradualmente a sedimentação marinha, com a deposição da Formação Statfjord.

Pode-se concluir que o Triásico foi dominado por deposição continental árida (Steel e Ryseth, 1990; Steel, 1993, *in* Martinsen e Dryer, 2001), enquanto que na

passagem do Triásico superior para o Jurássico inferior ocorre uma mudança progressiva para um clima mais húmido, com a iniciação de uma sedimentação marinha transgressiva de baixa profundidade.

2.3.5 Jurássico

A transição do Triásico para o Jurássico coincide aproximadamente com a mudança do ambiente deposicional continental para marinho de baixa profundidade, acompanhada de uma alteração gradual do clima para mais húmido, associado à translação do Noroeste da Europa para os 30°N (Faleide *et al.*, 2010).

A estratigrafia da região reflecte a subida do nível do mar do Jurássico inferior ao médio, que causou a mudança para ambiente de plataforma clástica de baixa profundidade. Isto pode ser atribuído a uma transgressão marinha, devido à subsidência da bacia durante o Permo-Triásico quando o Pangea se começou a fragmentar (Doré *et al.*, 1999; Roberts *et al.*, 1999, *in* Brekke *et al.*, 2001) durante as primeiras fases do *rift* (Figura 15).

O *Viking Graben* apresenta direcção N-S e foi originado durante estas fases de extensão Permo-Triásica. A subsidência que sofreu durante o Triásico causou a deposição de mais de 3 km de sedimentos na sua porção mais a Norte (Rouby *et al.*, 1996).

A principal característica sedimentar do Jurássico médio, é a progradação das cunhas clásticas de áreas de erosão regional e semi-regional em toda a região. Um exemplo bem conhecido (Underhill e Partington, 1993, *in* Brekke *et al.*, 2001) é o da *Mid Cimmerian Unconformity* (Figura 16) associada ao Delta Brent do Jurássico médio, que se prolonga no Centro e Norte do Mar do Norte. Underhill e Partington (Brekke *et al.*, 2001) atribuem esta ocorrência ao crescimento, erosão e abatimento do domo térmico central durante o Aaleniano até ao Oxfordiano (Jurássico médio). Foi notado que o domo era acompanhado por uma marcada fauna provincial entre o Norte do Mar Boreal (mar de idade mesozóica que fazia fronteira com a Laurásia) e o Sul do Mar de Tethys, desde o Aaleniano até ao Batoniano superior/Caloviano, sugerindo que o Centro do Mar do Norte constituía uma barreira que separaria estes mares durante esse período de tempo (Collomon, 1979; Emay e Mangold, 1982; Doré, 1992; Underhill, 1998, *in* Brekke *et al.*, 2001).

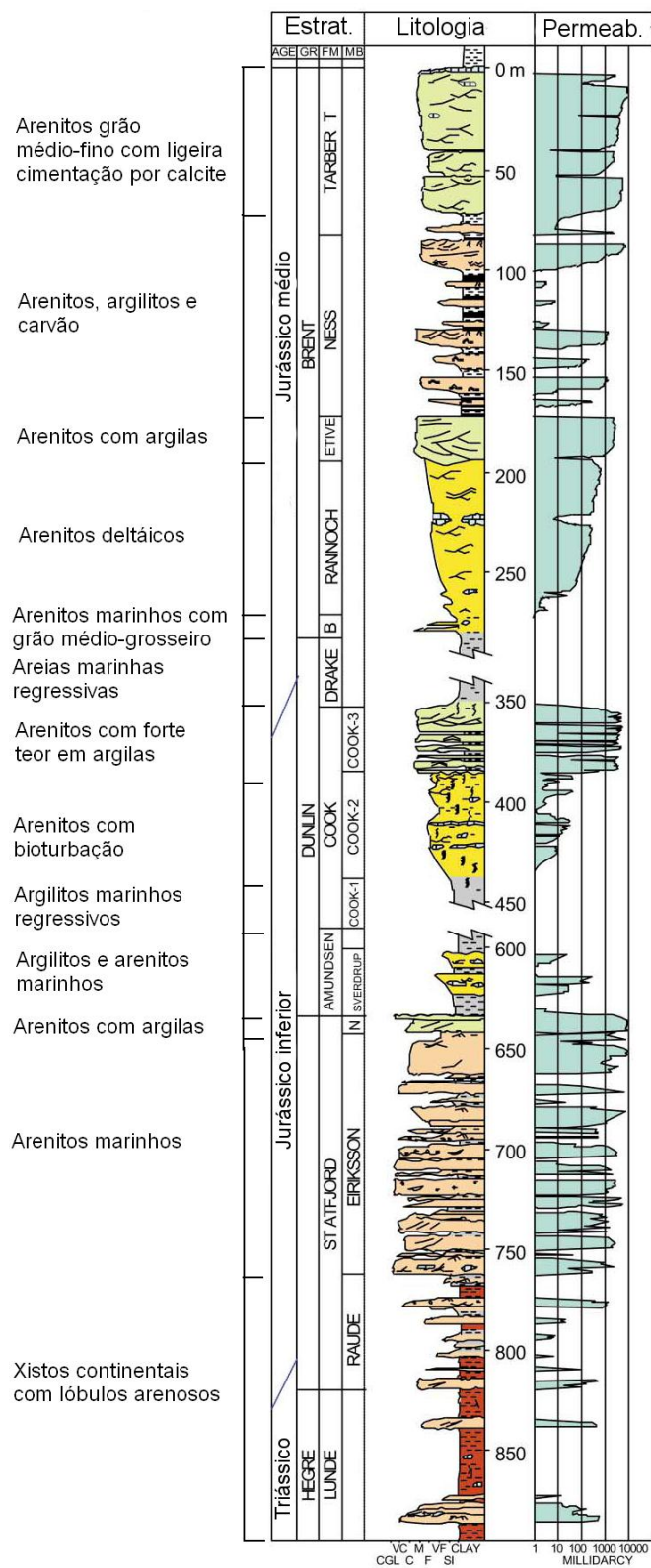


Figura 15 - Coluna estratigráfica do Campo de Gullfaks com a representação do Triásico final e o Jurássico inferior e médio (modificado por Toolsefsen *et al.*, 1994, in Hesthammer *et al.*, 2001).

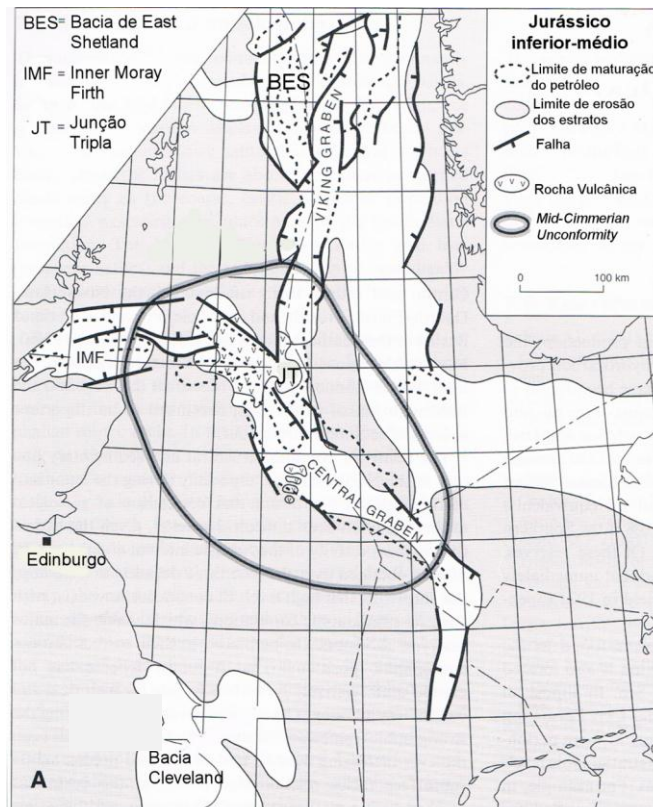


Figura 16 - Localização da Mid Cimmerian Unconformity com o seu eixo na tripla junção do Viking Graben, Central Graben e Inner Moray Firth no Mar do Norte (Underhill, 1998)

No Mar do Norte, grandes porções estratigráficas do Jurássico inferior correspondem a um hiato deposicional, provavelmente devido ao *updoming* térmico da parte central da área (Whiteman *et al.*, 1975; Leeder, 1893; Underhill e Partington, 1993, *in* Brekke *et al.*, 1996). Contudo, baseando-se nos restos erodidos de diferentes lugares do Mar do Norte, sugere-se que um ambiente marinho pouco profundo foi estabelecido em toda a área durante o Jurássico inferior, subsequente a uma transgressão que começou no Triásico superior. Aparentemente, houve um aumento na quantidade de sedimentos transportados para as bacias marginais durante o Aaleniano superior – Bajociano inferior (Jurássico médio), forçando a progradação para Norte do Delta Brent (Formações Rannoch, Etive, Ness e Tarbert). O padrão da *Mid Cimmerian Unconformity* no domo central do Mar do Norte, mostra que era um domo com o seu eixo central na tripla junção do Viking Graben, Central Graben e Inner Moray Firth (Underhill, 1998, *in*: Brekke *et al.*, 1996). Esta observação, juntamente com a existência de discordâncias em áreas separadas a ocidente, implica que havia provavelmente um conjunto de vários domos de escala semi-regional (Doré *et al.*, 1999, *in* Brekke *et al.*, 1996).

Na área de *Gullfaks*, a sequência sedimentar correspondente a este período de tempo consiste em arenitos e argilitos continentais do Triásico (Formação Lunde), seguidos de arenitos aluvionares (Triásico superior – Jurássico inferior) da Formação Statfjord (ver Figura 15; Rouby *et al.*, 1996). Estas duas formações são importantes reservatórios no *Viking Graben*.

A Formação Statfjord (Retiano-Sinemuriano) depositou-se sobre o Grupo Hegre e é sucedida pelo grande Grupo Dunlin, de espessura média variável entre 370 a 420m (ver Figura 15), formado por xistos negros marinhos, normalmente sem matéria orgânica suficiente para ser considerado como rocha geradora de qualidade. Este grupo subdivide-se nas Formações Amundesen, Burton, Cook e Drake (Fossen e Hesthammer, 1998). As Formações Amundesen e Burton, de idade Sinemuriano – Toarciano (Jurássico inferior), consistem em 170-180m de argilitos e siltitos marinhos sob argilitos regressivos e marinhos da parte inferior dos 110-160m da Formação Cook, seguido de arenitos com forte conteúdo em argilas da parte superior da Formação Cook. Com uma espessura média entre os 75m e os 120m a Formação Drake compreende areias de origem regressiva marinha e xistos marinhos com quantidades variáveis de silte.

Da base para o topo segue-se o Grupo Brent, de idade Bajociana-Batoniana inferior (ver Figura 15). Cobre o topo do Grupo Dunlin, dominado por uma sedimentação marinha de pouca profundidade, e com um potencial de reservatório ainda por explorar (Figura 17; Martinsen e Dreyer, 2001). O Grupo de Brent é formado por arenitos, numa sequência em delta prográdante passando a retrogradante (Rouby *et al.*, 1996), que forma a parte superior do maior reservatório no Norte do Mar do Norte (Fossen e Hesthammer, 1998; Hesthammer e Fossen, 2001; Faleide *et al.*, 2010). Estes arenitos foram depositados num delta que drena a parte central do Mar do Norte para uma enseada marinha a Norte, entre as *Shetland* e *Horda Platforms*. Foi encontrada actividade vulcânica a partir de uma área inclinada no Sul, associada ao Jurássico médio (Bajociano-Batoniano).

O Grupo Brent está subdividido nas formações de Broom (8-12m), Rannoch (50-90m), Etive (15-40m), Ness (85-110m) e Tarbert (75-105m), todos depositados em ambiente deltaico (Figura 15 e Figura 18). Estas formações serão descritas em detalhe na secção 2.5, por fazerem parte do modelo geológico criado no âmbito desta tese.

A fase inicial de extensão tectónica e a consequente abertura do Atlântico Central iniciou-se no final do Jurássico médio no Mar do Norte e no Mar Noruega-Gronelândia (Blystad *et al.*, 1995; Færseth, 1993, *in* Brekke *et al.*, 2001) e, provavelmente, no início do

Jurássico superior no centro e Oeste do mar de Barents (Johansen *et al.*, 1993, *in* Brekke *et al.*, 2001).

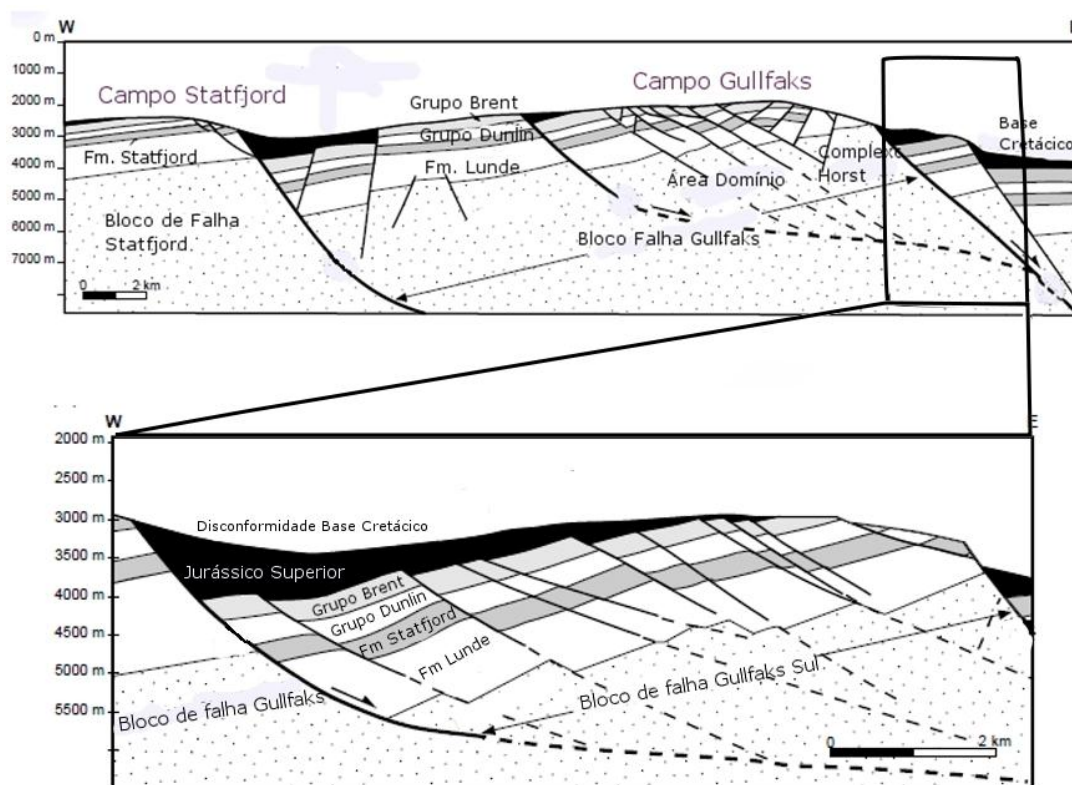


Figura 17 - Perfil geológico E-W da parte Norte do Bloco de Falha de *Gullfaks* e *Gullfaks Sul* com a representação de algumas formações e grupos estruturais de idade correspondente ao Jurássico (Rouby *et al.*, 1996)

No Jurássico superior, o vulcanismo era reduzido e as áreas circundantes do sistema de *rift*, subsidiram em resposta ao baixo gradiente geotérmico. Ao mesmo tempo, as falhas normais ao longo do *Viking Graben*, levaram à rotação dos blocos do soco e dos seus sedimentos subjacentes. Os blocos de falha ficaram expostos à erosão, removendo as formações que se depositaram durante o Jurássico inferior-médio e localmente o Triásico superior. A transgressão do Jurássico superior (Oxfordiano) cobriu o *Viking Graben* com uma espessa camada de sedimentos argilosos da Formação Heather, enquanto areias eram depositadas em ambiente turbidítico. Do Batoniano inferior ao Kimeridigiano inferior, houve um aumento no nível do mar, que provocou um importante período de transgressão. Este período foi totalmente dominado por depósitos de argilitos marinhos (Formações Heather, Melke e Fuglen). À subida do nível do mar foi seguida uma regressão do nível do mar desde o início do Titoniano médio (topo do

Jurássico), com uma pequena duração até ao Berriasiano médio (base do Cretácico), (Rawson e Riley, 1982; Surlyk, 1991; Doré, 1992, *in* Brekke *et al.*, 2001).

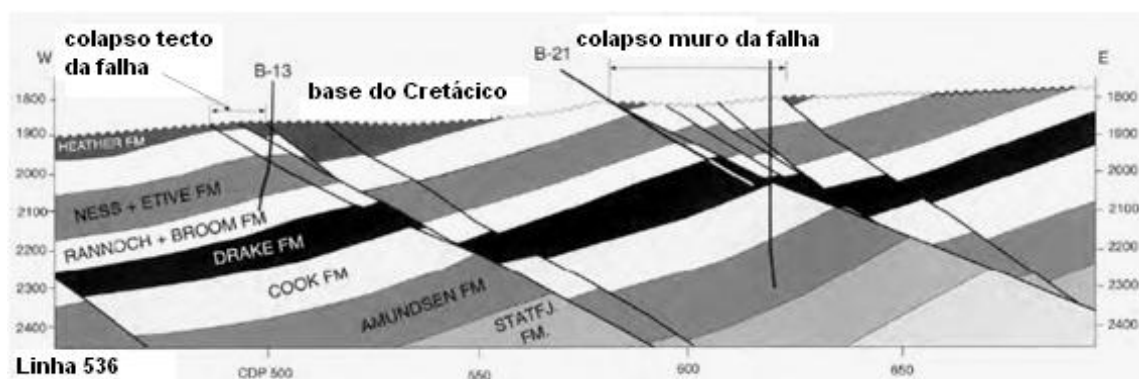


Figura 18 - Perfil geológico com a representação das várias formações na zona de *Gullfaks* e com o colapso do tecto e muro das falhas (Hesthammer e Fossen, 1998)

As argilas ricas em matéria orgânica do Jurássico superior são a principal rocha geradora no Mar do Norte e proporcionam a principal fonte de petróleo nas áreas de Statfjord e Ekofisk (Faleide *et al.*, 2010). A espessura dos sedimentos no eixo do *rift* no Jurássico superior pode atingir os 3 km. A deposição de argilitos ricos em matéria orgânica continuou até ao início do Cretácico. O *rifting* e a extensão crustal parecem ter aumentado no Jurássico médio e superior, resultando no levantamento da *Shetland Platform* e subsidência de blocos de falha que sofreram rotação ao longo das falhas pré-instaladas. É nestes blocos rodados (Figura 15) que se localizam as formações reservatório, constituídas essencialmente por arenitos do Jurássico inferior e médio (arenitos das Formações Statfjord e Grupo Brent; Rouby *et al.*, 1996; Faleide *et al.*, 2010).

A evolução tectónica e sedimentar ocorrida durante o Jurássico superior é bem visível nos dados sísmicos e a sua compreensão é de grande importância para uma definição detalhada do sistema petrolífero da área (Rouby *et al.*, 1996).

2.3.6 Cretácico

As principais rochas-reservatório na área de *Gullfaks* estão cobertas por argilas e siltitos com idade Cretácica que funciona como selo regional para os diferentes *plays*⁴

⁴ *Play* é uma percepção ou modelo de como uma rocha geradora, um reservatório, uma rocha selante e armadilhas se combinam para produzir acumulações de hidrocarbonetos num certo nível estratigráfico.

existentes neste campo. Uma descontinuidade marcada por uma discordância angular, que se formou à cerca de 100 Ma, define a base dos sedimentos do Cretácico, separando-os dos do Triásico e Jurássico (Rouby *et al.*, 1996; Fossen e Hesthammer, 1998; Hesthammer e Fossen, 2001). Mais de 100 m de argilitos do Jurássico superior (Formação Heather) estão localmente preservados nas falhas principais do campo de *Gullfaks*, principalmente nas áreas mais ocidentais. A discordância da base do Cretácico é bem marcada na maioria das secções sísmicas no Mar do Norte (Figura 19; Faleide *et al.*, 2010).

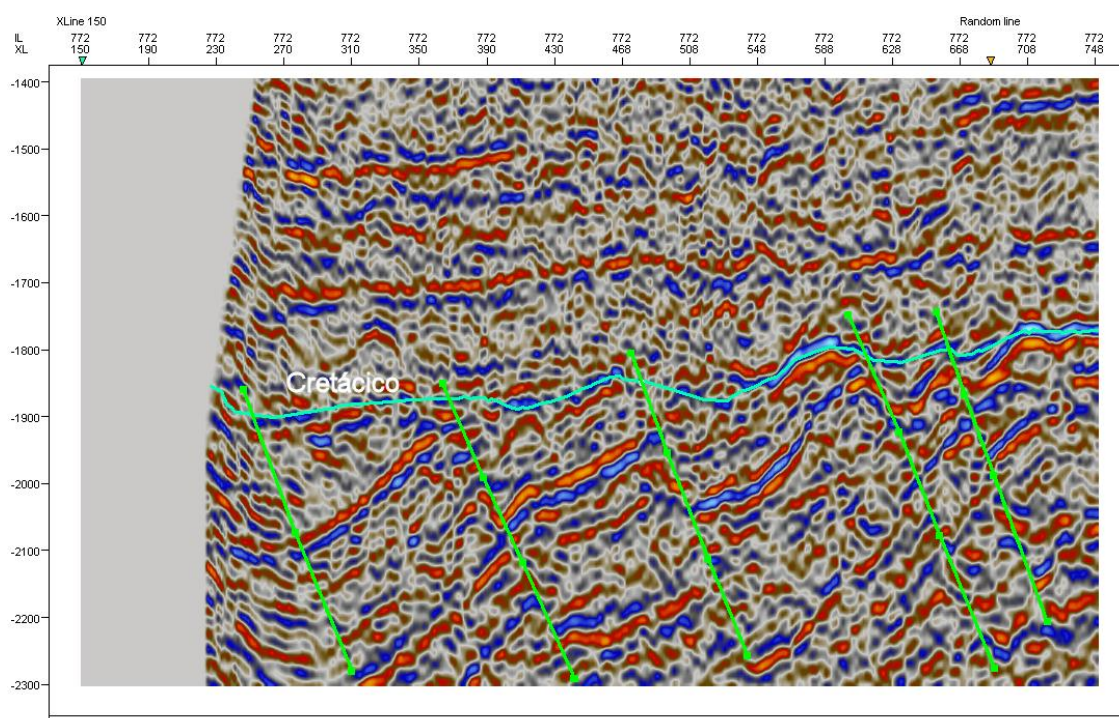


Figura 19 - Exemplo de secção sísmica do bloco de reflexão sísmica 3D da área de estudo com a interpretação das falhas mais importantes (a verde) e o reflector sísmico correspondente à base do Cretácico (a azul).

No Mar do Norte e no Mar da Noruega, os altos emergentes e zonas continentais emersas foram rodeadas por areias marinhas de água pouco profunda numa fase transgressiva (Oakman e Partington, 1998; Brekke *et al.*, 1999, *in* Brekke *et al.*, 2001). Este aumento do nível do mar, que levou à dispersão dos argilitos e depósitos de margas nas áreas de plataforma, foi subitamente interrompido por uma repentina regressão marinha no Barremiano (Cretácico inferior).

No Mar do Norte, contudo, a última fase de *rifting* no Jurássico superior foi seguida por uma transgressão (Brekke *et al.*, 2001; Faleide *et al.*, 2010). Deu-se depois início ao rejuvenescimento das antigas massas de terra causadas pela orogenia

Austríaca⁵. Este rejuvenescimento causou um novo impulso na progradação das areias de plataforma a toda a volta do Mar do Norte durante o Aptiano.

A actividade tectónica diminuiu durante o Cretácico e a subsidência deveu-se, principalmente, ao arrefecimento da crosta depois da fase de *rifting* do Jurássico.

No fim do Albiano, o mar inundou a maior parte das terras baixas ao redor da bacia do Mar do Norte, cortando o acarreio sedimentar em toda a área da bacia (Oakman e Partington, 1998, *in* Brekke *et al.*, 2001). Isto levou ao estabelecimento do *Chalk Sea*⁶ durante o Cenomaniano ao Santoniano (Cretácico superior), com a mudança das fácies de margas para calcários pelágicos em toda a bacia do Mar do Norte.

O nível do mar global continuou a subir até ao seu máximo, no Campaniano (topo Cretácico superior) e a sedimentação clástica quase que cessou em vastas áreas do NW da Europa. O aumento da área submersa causou a maturação do *Chalk Sea*, originando carbonatos de alto grau de pureza. Os depósitos de calcário são constituídos por uma combinação de vazas de calcários bioturbados homogéneos e redeposição de vazas bem classificadas. A área mais baixa era denominada por depósitos bênticos de briozoas, equinóides e crinóides (Oakman e Partington, 1998, *in* Brekke *et al.*, 2001), um pouco carbonatados.

No Cretácico inferior dá-se a deposição local de argilitos negros (Formação Cromerknoll), de origem marinha, de águas pouco profundas, formando boas rochas geradoras. Durante este período foram também depositados argilitos oxidados com coloração entre o cinzento e o vermelho que se tornaram um pouco carbonatados através de processos diagenéticos secundários.

Particularmente, no *Viking Graben*, o conteúdo carbonatado diminuiu e não houve deposição de calcário puro como aconteceu na região mais a Sul e Centro do Mar do Norte. Ao invés, predominavam argilitos que por vezes apresentam um conteúdo significativo de carbonatos.

Com o final do Cretácico e o início do Cenozóico, dá-se a mudança para regime maioritariamente compressivo relacionado com a fase Paleolarâmida da orogenia Alpina.

⁵ Pequena orogenia que ocorreu no final do Cretácico inferior.

⁶ Denominado por *Chalk Sea*, entende-se a deposição de uma combinação de vazas calcárias bioturbadas homogéneas com a redeposição de vazas calcárias melhor calibradas devido às mudanças do nível médio das águas no Albiano e posteriormente do Santoniano ao Campaniano. A parte baixa da bacia era dominada pela deposição de formas bentónicas (Oakman e Partington, 1998, *in* Brekke *et al.*, 2001).

2.3.7 Cenozóico

A fase de *rifting* no início do Cenozóico corresponde ao *break-up* definitivo do NE Atlântico dando origem a movimentos diferenciais verticais afectando várias zonas, entre elas a do Mar do Norte (Faleide *et al.*, 2010).

A mudança de um Cretácico rico em lamas para um Paleocénico arenoso relaciona-se com a tectónica da área e o levantamento da bacia após a última fase de *rift* no Atlântico Norte (Martinsen *et al.*, 1999; Brekke *et al.*, 2001, *in* Martinsen e Dreyer, 2001). Por estes motivos, as formações Paleocénicas do Mar do Norte e da Noruega são formações reservatório provadas e ricas em petróleo e gás.

No Sul e centro do Mar do Norte, a deposição das formações carbonatadas continuou ao longo do Maastrichtiano e Daniano (Cretácico superior – Paleogénico inferior), rejuvenescendo ligeiramente a topografia do fundo oceânico com a redeposição de uma vaza pelágica. Mas com o levantamento regional, redução da bacia e expansão do continente, iniciada no Daniano superior/Tanetiano inferior, a entrada de clastos aumentou drasticamente e efectivamente acabou o ambiente deposicional carbonatado.

No Tanetiano superior (Paleocénico superior), a bacia do Mar do Norte deixou de receber circulação oceânica originando uma fase anóxica na bacia. Isto aconteceu provavelmente no pico do levantamento axial do Mar Noruega-Gronelândia em ruptura continental. Subsequentemente à ruptura final, toda a área começou a subsidir e a subida relativa do nível do mar acabou com a fase anóxica do Mar do Norte no Tanetiano superior.

No Paleocénico superior/Eocénico inferior, ocorre um episódio de subsidência na região do eixo do Mar Noruega-Gronelândia. A maior parte da sucessão do Eocénico é formada por um sistema inclinado, constituído devido a um adelgaçar da bacia de Este para Norte do Mar do Norte e *Møre Basin*. Este sistema deve-se provavelmente à diminuição e subsequente aumento do nível do mar (Martinsen *et al.*, 1999, *in* Brekke *et al.*, 2001).

Proeminentes camadas de cinzas do início do Eocénico foram encontradas em todo o Mar do Norte e ainda mais a Norte. Vulcanismo intenso esteve relacionado com a abertura do Oceano Atlântico e, ambos os sedimentos do Eocénico e Oligocénico são compostos por argilas esmectíticas formadas pelas cinzas vulcânicas. Estas argilas são caracterizadas por baixas velocidades de propagação de ondas sísmicas, comparadas com os sedimentos sobrejacentes do Neogénico. Camadas de cinzas ricas em vidro vulcânico formam, contudo, duras camadas como resultado de processos diagenéticos

secundários e cimentação de quartzo, sendo caracterizadas por altas velocidades de propagação das ondas sísmicas, particularmente a mais de 2 km de profundidade, dando origem a fortes reflectores sísmicos.

Como documentado por Gradstein e Bäckström (1996, *in* Brekke *et al.*, 2001), uma fase compressiva no Eocénico superior/Oligocénico inferior (fase pirenaica) poderia coincidir com um hiato regional nas margens da bacia a Este em grande parte do Mar do Norte e *Halten Terrace*.

A progradação costeira da Formação Utsira no Norte do Mar do Norte reflecte o levantamento ocorrido no Miocénico superior – Pliocénico inferior (durante aproximadamente 7 m.a.; Anderton *et al.*, 1979; Jordt *et al.*, 1995, *in*: Brekke *et al.*, 2001) e um forte período erosivo da região continental da Noruega (Brekke *et al.*, 2001; Faleide *et al.*, 2010). No Mar do Norte, mais próximo do continente, o levantamento deu origem a um fluxo dispersivo de areias da Formação Utsira, repousando discordantemente nas argilas do Miocénico inferior e médio (Rundberg *et al.*, 1995; Eidvin *et al.*, 2000, *in* Brekke *et al.*, 2001).

O clima continuava relativamente quente no Pliocénico inferior, comparando com o Pliocénico superior, quando a glaciação se começou a desenvolver no Neogénico (Brekke *et al.*, 2001; Faleide *et al.*, 2010), afectando apenas a quase total área do Mar do Norte num curto período de tempo. Estas glaciações tiveram um impacto significativo no acarreo sedimentar para a plataforma continental no Pliocénico superior e Pleistocénico. O início da maior glaciação há aproximadamente 2,7 Milhões de anos, conduziu a uma profunda erosão do continente e à deposição de uma grande quantidade de sedimentos na plataforma adjacente (Riis e Fjeldskaar, 1992; Vågnes *et al.*, 1992; Riis, 1996; Martinsen *et al.*, 1999; Eidvin *et al.*, 2000, *in* Brekke *et al.*, 2001).

A bacia do Pliocénico superior é dominada por uma progradação de espessas cunhas clásticas em resposta ao levantamento e erosão glacial a Este das áreas fonte, sendo os sedimentos do Plio-Pleistocénico parcialmente glaciares e marinhos, apresentando uma reorganização dos sedimentos mal calibrados.

O continente e o Mar de Barents foram tectonicamente levantados em forma de domo como resposta isostática à erosão (Riis, 1996; Dehls *et al.*, 2000, *in* Brekke *et al.*, 2001).

Várias áreas correspondentes à plataforma Holocénica estão representadas apenas por uma fina camada de silte, principalmente devido a uma reorganização do Quaternário ou a sedimentos mais antigos, expostos em altos topográficos ou pelas margens do Mar do Norte. Poucos “novos” sedimentos foram aproveitados do continente

durante o Holocénico, isto porque, os fiordes são eficientes armadilhas de sedimentos (Faleide *et al.*, 2010), colectando-os para os rios e, por serem bastante fundos, poucos sedimentos clásticos atingem a plataforma.

A sedimentação no Cenozóico foi bastante rápida e os sedimentos argilosos tiveram pouco tempo para compactar e reduzir o seu conteúdo em água. Algumas camadas contudo mostram dobramento plástico e estrutura em diapiro devido às argilas não compactadas, especialmente de idade Eocénica.

2.4 Ambientes Deposicionais

Em termos geológicos, o ambiente deposicional pode ser definido como uma área que conjuga determinados processos físicos, químicos e biológicos e cujo resultado final é uma formação sedimentar. As características da formação sedimentar resultante dependem ainda da intensidade e duração dos processos deposicionais (erosão e transporte) a que o material esteve sujeito (Jahn *et al.*, 2003). Os processos deposicionais controlam a porosidade, permeabilidade, rácio *net-to-gross*⁷ e variações laterais e extensão das propriedades das rochas que constituem um sistema petrolífero (Jahn *et al.*, 2003). Existe portanto, uma importante relação entre o ambiente deposicional e a distribuição das propriedades físicas de um reservatório de hidrocarbonetos, principalmente porosidade e permeabilidade, e consequentemente as características de produção do campo.

Os reservatórios de hidrocarbonetos provados neste campo petrolífero são de origem sedimentar. Dependendo da sua origem, este tipo de reservatórios pode ser classificado como clásticos ou carbonatados. Os reservatórios no Mar do Norte são em grande parte clásticos.

Processos diagenéticos secundários aparecem frequentemente associados e são normalmente determinados pela composição mineralógica e classificação das rochas. Estes processos podem modificar bastante as propriedades físicas da formação em que se desenvolvem. Um exemplo de processo diagenético é a alteração de micas, especialmente a biotite, em caulinite, que expande e, desta forma bloqueia uma grande percentagem de porosidade da formação original (Faleide *et al.*, 2010) na rocha reservatório, diminuindo assim a qualidade do reservatório. Os processos diagenéticos

⁷ Razão entre a espessura porosa do reservatório e a espessura total da formação do reservatório.

são especialmente importantes em reservatórios carbonatados, com a formação de cimento carbonatado nos vazios da rocha reservatório.

O Mar do Norte, apresenta maioritariamente um ambiente deposicional clástico de águas marinhas pouco profundas, onde a maioria dos reservatórios de hidrocarbonetos descobertos estão associados a bancos de areia e canais turbidíticos, onde geralmente se observa um aumento da granulometria dos sedimentos, dependendo a sua distribuição principalmente da acção de águas e marés (Figura 20).

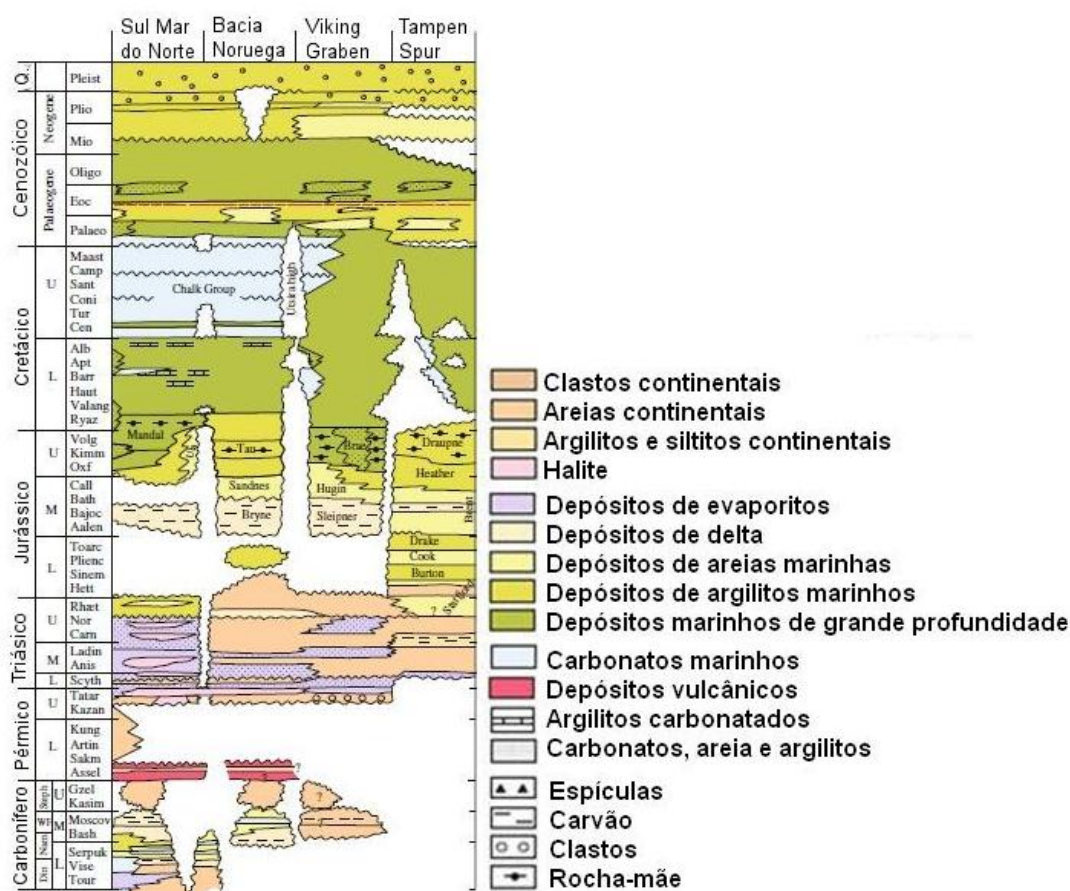


Figura 20 - Sumário litoestratigráfico das principais bacias sedimentares do Mar do Norte desde o Carbonífero ao Quaternário (modificado por Brekke *et al.*, 2001, in Faleide *et al.*, 2010).

O levantamento das áreas clásticas relacionadas com a actividade ígnea e a fragmentação do Atlântico Norte, associado às fases de *rift*, causou um abundante fornecimento de sedimentos clásticos grosseiros da *Shetland Platform* e em menor grau do Sul da Noruega, conduzindo à deposição de grandes leques de areia e sistemas de canais durante o Paleocénico superior – Eocénico superior (Ziegler, 1990; Den Hartog

Jagn, Giles e Griffiths, 1993; Ahmadi *et al.*, 2003; Jones *et al.*, 2003, *in* Huuse e Mickelson, 2004).

Relativamente às características de distribuição do tipo de sedimentos, é frequente encontrar um bom reservatório como resultado de bem classificados e contínuos bancos de areia, que frequentemente se encontram cobertos por camadas de argilas, que podem constituir barreiras verticais ao movimento vertical do fluxo, desde a rocha geradora à rocha reservatório (Jahn *et al.*, 2003).

Actualmente, no Norte do Mar do Norte, mais de 2 km de sedimentos siliciclásticos de origem terrígena encontram-se depositados nas zonas mais proximais das bacias sedimentares ao longo do eixo das principais falhas, depositados durante o Cenozóico. As partes mais profundas da bacia são caracterizadas por depósitos de lamas hemi-pelágicas ricas em esmectite (Nielson, *et al.*, 1986; Thyberg *et al.*, 2000, *in* Huuse e Mickelson, 2004).

2.5 O Grupo de Brent

O Grupo Brent forma o reservatório de hidrocarbonetos mais importante no Mar do Norte. Compreende cinco formações: Broom, Rannoch, Etive, Ness e Tarbert, que formam uma ampla cunha regressivo-transgressiva de sedimentação marinha (Figura 21), que regista uma dependência e subsequente retirada de um grande delta alimentado pelo sul (Johnson e Stewart, 1985, *in*: Underhill, 1998). São formações pertencentes a este grupo, Tarbert, Ness e Etive, que constituem o reservatório de hidrocarbonetos modelado no âmbito deste trabalho.

As cunhas clásticas do Grupo Brent excedem localmente os 500m de espessura e compreendem idades desde o Aaleniano e o Batoniano inicial.

2.5.1 Formação Broom

A sequência basal do Grupo Brent é denominada pela Formação Broom no Reino Unido e pela Formação Oseberg, na região da Noruega. Compreende principalmente arenitos marinhos de grão médio a grosseiro com estratificação cruzada. A sua deposição é interpretada como resultado de uma progradação de corpos arenosos, que faziam parte de uma série de lóbulos deltáicos amalgamados com tendência transversal na bacia de East Shetland (Graue *et al.*, 1987; Helland-Hansen *et al.*, 1992; Steel, 1993,

in Underhill, 1998). Graue *et al.* (1987, in Underhill, 1998) mostrou que as partes superiores desta formação apresentam um carácter progradante e provavelmente interliga-se com a sobrejacente Formação Rannoch (Steel, 1993, in Underhill, 1998).

A parte inferior do Grupo Brent consiste num aumento ascendente de bancos de arenitos ricos em micas, que representam de uma forma geral a progradação dos depósitos em delta (Faleide *et al.*, 2010), e que constituem as formações de Rannoch e Etive.

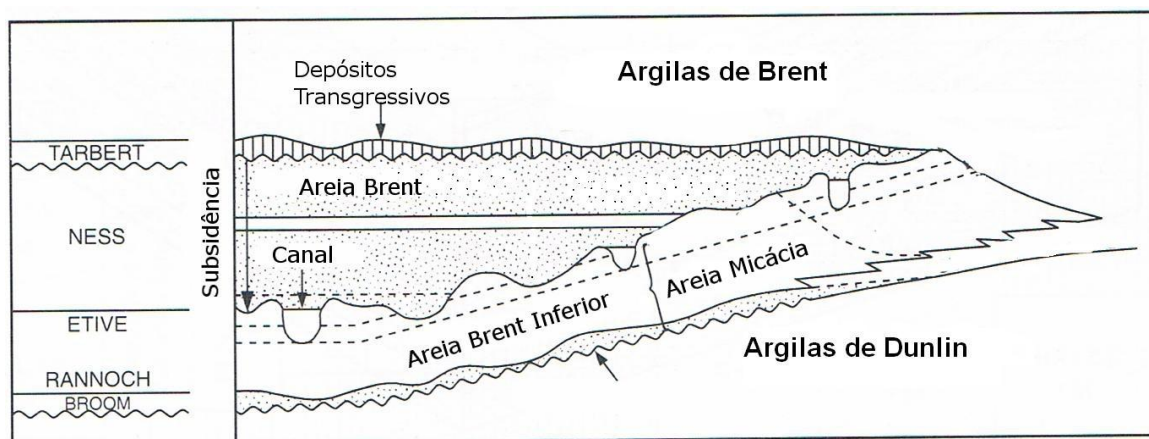


Figura 21 - Esquema deposicional do Grupo Brent no Jurássico médio (Johnson e Stewart, 1985, in Underhill, 1998)

2.5.2 Formação Rannoch

A zona progradacional do Grupo Brent é marcada pela deposição das Formações Rannoch, Etive e Ness. A Formação Rannoch consiste em arenitos micáceos de grão grosseiro a fino, dominado por uma laminação ondulatória de baixo grau ($<15^\circ$), caracterizada por alternâncias ricas e pobres em micas (Scott, 1992, in Underhill, 1998). As características sedimentares levam a que a Formação Rannoch seja interpretada como tendo sido depositada em ambiente de ante-praia pela progradação do Grupo de Brent, que foi afectada pela combinação de correntes unidireccionais e ondulatórias, em ambiente de ante-praia de alta energia.

2.5.3 Formação Etive

Duas sequências sedimentares caracterizam normalmente a Formação Etive. Uma primeira consiste num perfil de aumento ascendente da ante-praia sobrejacente e é

dominada por uma laminação paralela e de baixo grau, interpretada como uma ilha-barreira. A segunda é caracterizada por arenitos com estratificação entrecruzada, marcada localmente por clastos argilosos e laminações confusas. As fácies desta segunda associação são interpretadas como representantes de uma deposição de uma barra, cuja orientação é controlada por canais de entrada de maré. No geral, pensa-se que a Formação Etive representa uma complexa topografia no litoral, que regista o desenvolvimento de uma ilha barreira micro-tidal, composta por barras perto da costa e cortada por canais de entrada de maré, que passou a ambiente litoral submergível (Underhill, 1998).

2.5.4 Formação Ness

A parte média do Grupo Brent, a Formação Ness, consiste numa sequência heterolítica de arenitos, argilitos e carvão intercalados, interpretados como tendo sido depositados, como uma progradação, no topo de um delta, contendo um largo espectro de sub-ambientes, incluindo delta de fácies fluviais com canais, depósitos de areia, depósitos lagunares e formações de carvão (Faleide *et al.*, 2010). Esta formação é normalmente subdividida em três partes: uma unidade intercalada inferior, os argilitos de Ness, no meio e no topo uma unidade arenítica. Considera-se a Formação Ness como o registo da última fase da principal progradação do Delta Brent e o começo de um posterior período de retrogradação (Underhill, 1998).

2.5.5 Formação Tarbert

No topo do Grupo de Brent temos a Formação Tarbert. Esta consiste tipicamente em arenitos, que variam na coloração entre o castanho e o cinzento, relativamente maciços, de grão médio a fino e localmente cimentados por calcite, com finas unidades subordinadas siliciclásticas e raramente carvão. Mostra um perfil de retrogradação, podendo no entanto ser interpretado como resultado de uma transgressão marina pontual no delta de Brent. Esta é ainda uma formação com uma grande qualidade de armazenamento de hidrocarbonetos (Faleide *et al.*, 2010).

Evidências na província de Brent sugerem que a Formação Tarbert é uma unidade estratigráfica separada das formações subjacentes de Brent (Underhill *et al.*, 1997, *in* Underhill, 1998). Está separada das restantes por uma discordância regional e distribui-se espacialmente de forma heterogénea, sendo restrita a áreas mais profundas

dos blocos de falha inclinados. É interpretada como representando os estágios iniciais do *uplift* do tecto e subsidência do muro das falhas, associados a movimentos extensionais dos blocos de falha (Underhill, 1998).

2.6 Sistemas Petrolíferos

Um sistema petrolífero é um conjunto de elementos e processos independentes que formam a unidade funcional responsável pela formação e acumulação de hidrocarbonetos em bacias sedimentares. De entre os seus elementos podemos designar quatro mais importantes: rocha geradora, rocha selante, rocha reservatório e armadilha; e dois processos: migração e sincronismo (ou *timing*; Milani *et al*, 2000 *in* Garcia, 2008).

O petróleo apresenta uma cor escura derivada da elevada percentagem de matéria orgânica que lhe deu origem. As argilas negras são as rochas geradoras mais comuns e, atribuem-se a estas, a origem de grande parte das reservas de hidrocarbonetos (Gomes e Alves, 2007). Assim sendo, o tipo de hidrocarbonetos gerados depende fundamentalmente do tipo de matéria orgânica presente na rocha. A matéria orgânica proveniente de plantas superiores tende a gerar gás, e material proveniente de fitoplâncton e zooplâncton marinho e lacustre tende a gerar óleo. O tipo de hidrocarboneto depende ainda da temperatura a que a rocha geradora foi submetida, aquando do período de maturação, relacionado com o seu afundamento na bacia (Milani *et al.*, 2000, *in* Garcia, 2008).

Uma rocha geradora (ou rocha-mãe) é uma rocha sedimentar, originada pela deposição de sedimentos e matéria orgânica em ambiente marinho costeiro ou de águas pouco profundas. Caso a matéria orgânica não seja decomposta por acção do ar e da água, vai ser depositada nas partes mais profundas da bacia, em ambiente calmo, isento de oxigénio (anóxico), o que vai evitar a oxidação da matéria orgânica (Gomes e Alves, 2007)

Com o aumento da temperatura e pressão ocorre uma diminuição da porosidade e compressão da rocha, o que leva a que a matéria orgânica se transforme em querogénio, a partir do qual são gerados todos os hidrocarbonetos. A evolução do querogénio no sentido de transformação em petróleo é designada por maturação e depende, essencialmente, da temperatura e do tempo.

Distinguem-se três tipos de querogénio, dependendo da sua fonte de matéria orgânica e composição (Figura 22):

- Tipo I – formado a partir de algas e bactérias, rico em Hidrogénio e pobre em Oxigénio; origina preferencialmente petróleo, e por vezes gás;
- Tipo II – formado por plâncton processado por bactérias, rico em Hidrogénio e pobre em Carbono; pode ser transformado em petróleo e gás;
- Tipo III – formado por restos de detritos vegetais transportados para a bacia. Rico em Oxigénio e pobre em Hidrogénio e origina essencialmente gás seco (*dry gas*).

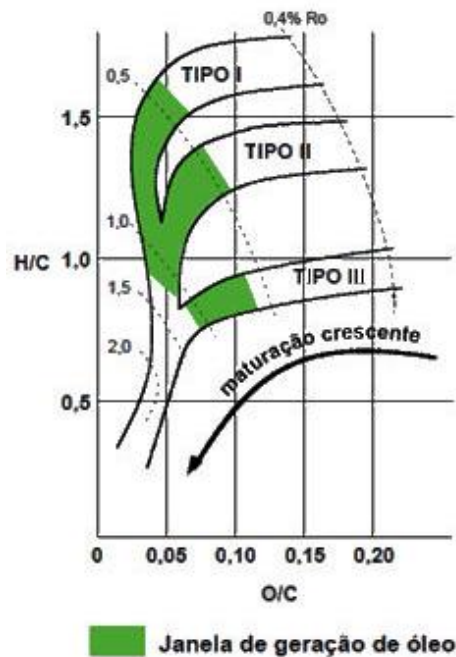


Figura 22 - Gráfico ilustrativo da maturação dos tipos de querogénio (Ro=poder reflector da vitrinite), (modificado de Gomes e Alves, 2007).

A transformação de querogénio em petróleo é acompanhada por um aumento do volume e, muitas vezes, é simultânea com a libertação de água de minerais argilosos. Estes mecanismos levam à expulsão do petróleo e da água da rocha-mãe, cujos poros ficam sobressaturados, para as rochas adjacentes quando estas são permeáveis. Uma vez entrando no espaço poroso de uma rocha permeável, tende a migrar em direcção à superfície, para zonas que estão sujeitas a uma pressão hidrostática menor. Esta migração é por vezes longa e sinuosa. Os caminhos de migração dependem da disposição das camadas sedimentares permeáveis e impermeáveis e da presença de falhas e fracturas abertas, que permitam a migração dos hidrocarbonetos até estes encontrarem uma barreira pouco permeável (Figura 23), ficando acumulados numa.

Para que o petróleo possa ser extraído de um modo economicamente rentável da formação reservatório, é necessário que esta seja suficientemente porosa e permeável e que a acumulação de hidrocarbonetos seja considerável. Sendo assim, as rochas reservatório são constituídas por rochas que apresentam uma elevada percentagem de vazios e ou fracturas interligadas, por onde podem circular os hidrocarbonetos. As rochas reservatório dividem-se em duas grandes famílias: os reservatórios detríticos (ou siliciclásticos: areias, arenitos, cascalheira, etc.), e reservatórios carbonatados (calcários, dolomites, etc.).

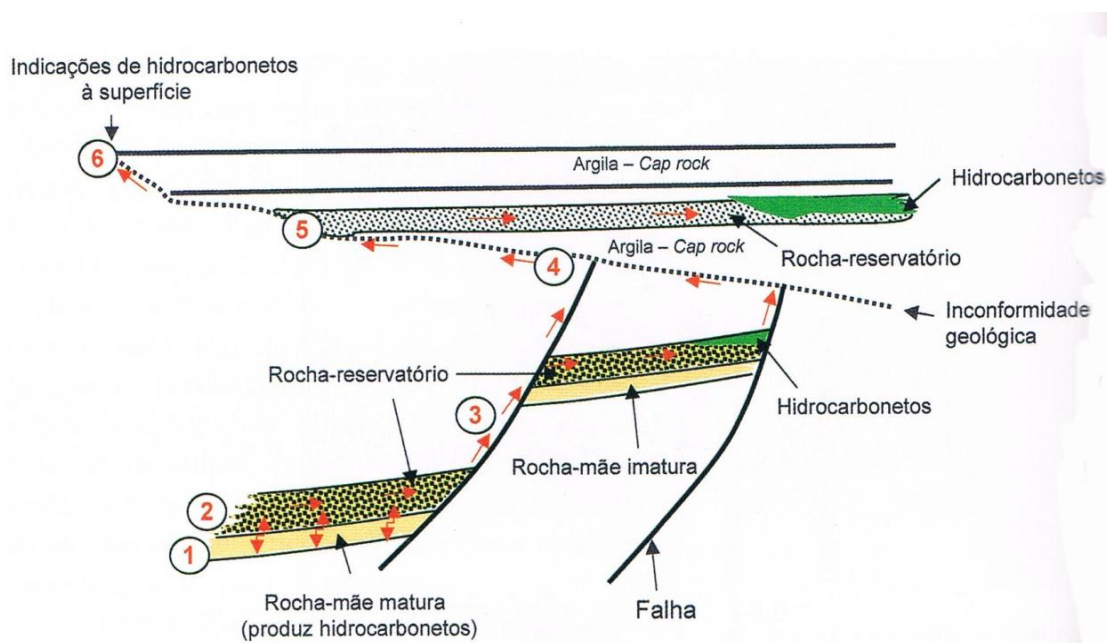


Figura 23 - Representação esquemática de um possível cenário de migração de hidrocarbonetos desde a rocha mãe até ao reservatório (*Cap rock* é o mesmo que rocha selante; Gomes e Alves, 2007).

A cobertura das acumulações de hidrocarbonetos por rochas pouco permeáveis, designadas por rochas selantes, impede o progresso da migração vertical e/ou lateral. Tipicamente uma rocha selante é constituída por argilitos, margas e calcários compactados.

Barreiras ao movimento laterais são muitas vezes constituídas por falhas cuja caixa de falha está preenchida por material impermeável, normalmente argilas, ou quando a rocha selante se encontra à mesma profundidade que a rocha reservatório (Gomes e Alves, 2007).

Entende-se por armadilha, toda e qualquer estrutura, convexa ou não, em que a associação de rocha reservatório com a rocha selante forme em profundidade um corpo geométrico definido e fechado, com dimensões significativas e capacidade de reter

petróleo (Gomes e Alves, 2007). As armadilhas podem ser do tipo estrutural, estratigráfico ou uma combinação destes dois tipos.

As armadilhas estruturais são estruturas formadas pela deformação de rochas, como dobras, falhas, anticlinais e domos salíferos (Figura 24).

As armadilhas estratigráficas são associadas às superfícies de erosão (discordâncias angulares), *pinch-outs* ou biselamentos das formações, variações laterais das fácies ou massas contínuas de arenitos no seio de formações argilosas (Figura 25; Gomes e Alves, 2007).

O sincronismo (*timing*) é o fenómeno que permite que a rocha geradora, rocha reservatório, rocha selante, armadilhas e migração se originem e se desenvolvam numa escala e tempo adequada para a formação da acumulação de petróleo.

Uma vez iniciada a geração de hidrocarbonetos numa bacia sedimentar, segue-se a expulsão do petróleo da rocha geradora e este deve encontrar caminhos de migração pré-existentes. Da mesma maneira, a armadilha já deve estar formada juntamente com a rocha reservatório e rocha selante para garantir as condições apropriadas para a acumulação e armazenamento dos hidrocarbonetos gerados.

Se qualquer um destes elementos não estiver presente pela ordem, tempo e profundidade certa, a existência de apenas alguns destes elementos não garante, por si só uma acumulação de hidrocarbonetos (Milani *et al.*, 2000, *in* Garcia, 2008).

A falta de sincronismo entre os elementos é uma das principais causas de insucesso na indústria petrolífera. Para minimizar o insucesso relativo ao sincronismo, é frequente a realização de uma modelação do sistema petrolífero através de *software standard* da indústria petrolífera (e.g. *PetroMod*, *Basin Modeling*) de modo a definir a idade geológica de todos os elementos que compõem o sistema petrolífero.

O Mar do Norte é uma província de hidrocarbonetos com um sistema petrolífero activo desde o Cenozóico cuja primeira descoberta de petróleo *onshore* ocorreu em 1859 e de gás natural em 1910 (Glennie, 1998).

O Paleocénico foi caracterizado pela geração de petróleo, com o seu auge no Paleogénico superior – Neogénico inferior, e geração de gás no Neogénico superior e Quaternário (Kubala *et al.*, 2003, *in* Huuse e Mickelson, 2004). Enquanto que a história da maturação é bem conhecida, os caminhos da migração dos hidrocarbonetos desde as rochas do Jurássico até ao Paleogénico, idade dos principais reservatórios, continua enigmático já que o Paleogénico é separado das formações do Jurássico por centenas de metros de formações pouco permeáveis como é o caso dos calcários e argilas. Caminhos de migração sugeridos incluem falhas transformantes e fracturas relacionadas com

estruturas subjacentes que promovem a difusão a alta pressão (Ahmadi *et al.*, 2003, in Husse e Mickelson, 2004). O amplo desenvolvimento de extensões areníticas no Paleogénico inferior no Mar do Norte foi em grande parte contemporâneo à fase inicial de geração de hidrocarbonetos.

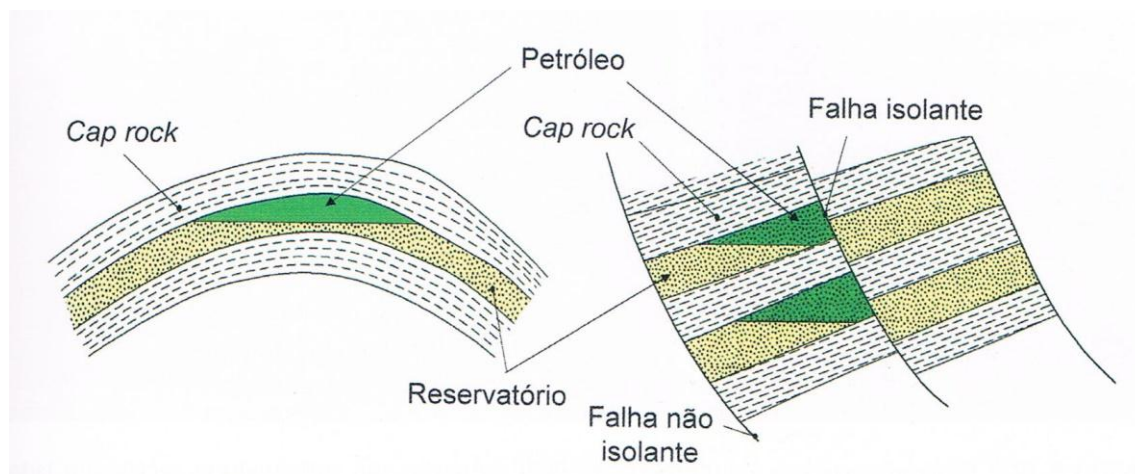


Figura 24 - Armadilhas estruturais formadas pela deformação das rochas, no lado esquerdo, por uma dobra e no lado direito por falhas (Gomes e Alves, 2007).

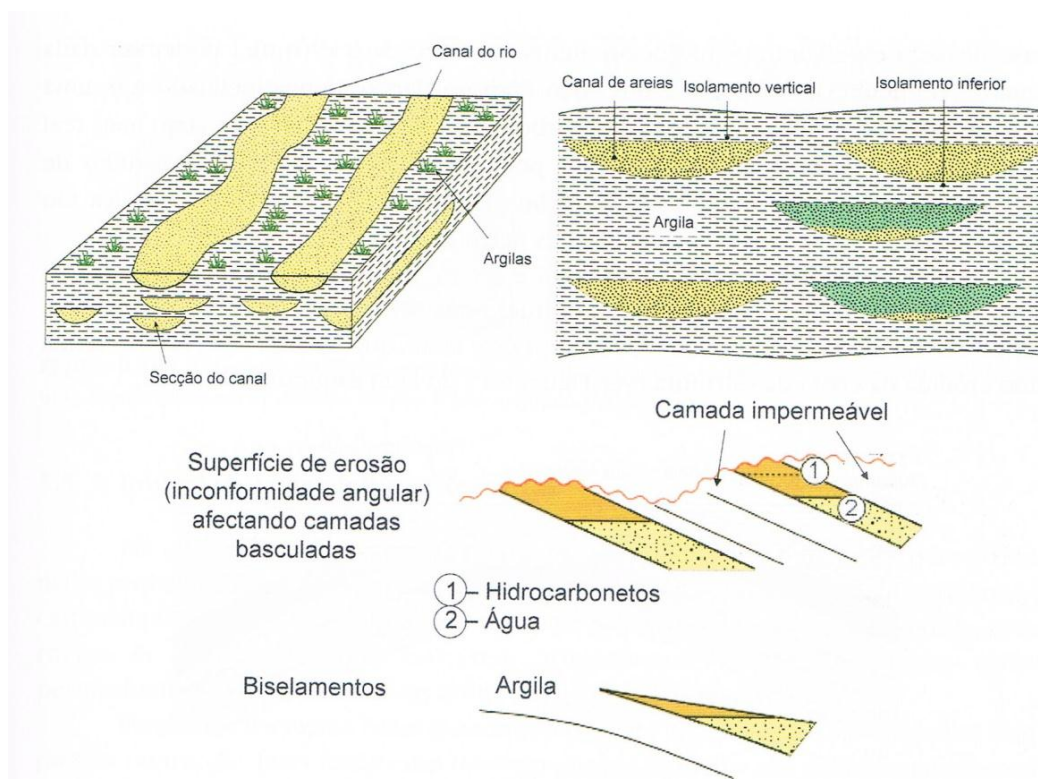


Figura 25 – Exemplos de armadilhas estratigráficas (Gomes e Alves, 2007).

Nesta região, o petróleo começou a migrar para os reservatórios, no Cenozóico inferior-médio, onde a rocha-mãe (*Kimmeridge Clay*) começou a maturar. O contacto água/petróleo na Formação Statfjord e Grupo Brent está a diferentes níveis. O reservatório encontra-se a 2.5-3Km de profundidade onde arenitos apresentam cimento com quartzo (Faleide *et al.*, 2010).

Alguns dos reservatórios no norte do Mar do Norte apresentam estruturas de escape de gás ou petróleo, que ocorrem provavelmente por resultado da pressão exercida sobre a rocha selante que se encontra fracturada. Este é o caso do campo de *Gullfaks* no bloco 34/10 (Faleide *et al.*, 2010). Nestes casos, algum petróleo migrou até à rocha de cobertura do Cretácico e para a sucessão cenozóica. Parte deste gás e petróleo estão acumulados nos arenitos do Paleocénico e Eocénico, depositados como emanções turbidíticas da *Shetland Platform* para Oeste (Faleide *et al.*, 2010).

Nas argilas do Kimmeridgiano (*Kimmeridge Clay*), junto às falhas lítricas, o petróleo migrou para cima, tectonicamente sobrejacente e estratigraficamente subjacente aos Grupos Statfjord e Brent (Faleide *et al.*, 2010). A maior parte do petróleo provém da parte Norte do Campo de Snorre onde a rocha-mãe (Formação Draupne) está soterrada a 4-5Km, mas também pode acontecer provir de áreas a Sul de *Gullfaks* (Faleide *et al.*, 2010).

3. A Reflexão Sísmica na Prospekção de Hidrocarbonetos

3.1 O Método de Reflexão Sísmica

As primeiras descobertas de reservatórios de hidrocarbonetos foram feitas por geólogos exploradores, que encontraram petróleo perfurando rochas e em áreas onde ocorriam exsudações de hidrocarbonetos em grandes anticlinais e em rochas expostas na superfície. Esta fonte fácil de hidrocarbonetos foi rapidamente explorada e perfurada. Com o avanço da tecnologia e a necessidade de produzir maior quantidade de hidrocarbonetos, os geólogos recorreram a métodos indirectos para estudar o interior da Terra, uma vez que os hidrocarbonetos se encontravam a profundidades variáveis abaixo da superfície. Em algumas, áreas é possível inferir com base na geologia de superfície o que se pode encontrar em profundidade, mas é comum que não haja uma relação directa da geologia em profundidade com as observações à superfície (McQuillin, 1984). Dos métodos indirectos para estudar o interior da Terra destaca-se o caso de sucesso que é a sísmica de reflexão. Este método tornou-se verdadeiramente eficiente para a descoberta de armadilhas com acumulações de hidrocarbonetos economicamente rentáveis na sub-superfície (Mondol, 2010).

Ainda nos dias de hoje, o método de reflexão sísmica é, sem dúvida, o método de prospekção geofísica mais utilizado na indústria petrolífera (Gomes e Alves, 2007). De uma forma geral, o método baseia-se na propagação de ondas sísmicas de baixa frequência, geradas à superfície por uma fonte de energia (por exemplo, um pequeno explosivo ou um canhão de ar). Estas ondas viajam através da terra e são reflectidas de volta à superfície quando encontram interfaces entre formações geológicas com diferenças nas suas propriedades físicas, essencialmente velocidade e densidade (Figura 26). As ondas que reflectem nessas interfaces voltam à superfície onde são registadas em receptores adequados, e gravadas em formato digital.

Denomina-se este método por método sísmico por utilizar ondas acústicas, isto é, ondas sísmicas semelhantes às registadas aquando da ocorrência de terremotos. A principal diferença reside no facto de as ondas serem geradas artificialmente e de forma

controlada, no método geofísico. Os pulsos sísmicos são gerados a partir de uma fonte sísmica, tipicamente um canhão de ar (*air gun*), um veículo vibratório ou dinamite, dependendo do ambiente, *onshore* ou *offshore*. Os *air guns* são usados em aquisições marinhas, enquanto os sistemas com veículos vibratórios e a dinamite são os mais utilizados em terra. A energia dos pulsos gerados depende do tipo de pesquisa sísmica que se pretende, do tipo de rocha e da profundidade do alvo (*in Mondol, 2010*).

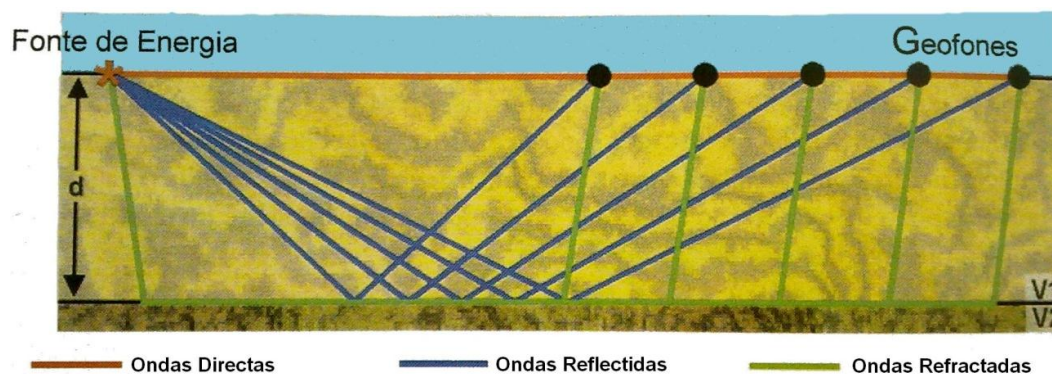


Figura 26 - Método de propagação das ondas sísmicas no subsolo (Gomes e Alves, 2007).

As ondas geradas utilizadas na prospecção sísmica são essencialmente compressivas (ondas P) e/ou de cisalhamento (ondas S). As ondas P e S (Figura 27) são normalmente denominadas por ondas de volume (*body waves*), porque se propagam no interior do meio, não carecendo da existência de uma superfície livre.

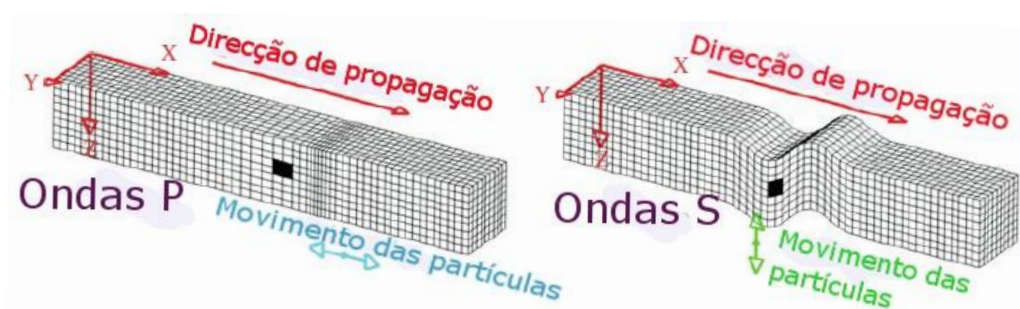


Figura 27 - Movimento das partículas provocado pela passagem das ondas P (à esquerda) e pelas ondas S (à direita; Mondol, 2010).

As ondas P são longitudinais e compressivas, e viajam a uma velocidade que depende das propriedades elásticas e densidades das rochas. As ondas S deslocam-se de forma transversal, com movimentos oscilatórios perpendiculares à direcção de propagação, causando cisalhamento quando a onda é transmitida e propagam-se de um

modo mais lento que as ondas P. Outra característica deste tipo de ondas é a sua não propagação em fluidos, uma vez que estes não são capazes de sofrer cisalhamento.

O tempo que leva a onda a percorrer, desde a fonte até à interface de reflexão e de volta à superfície, fornece informação relativa à profundidade do reflector e a intensidade do sinal reflectido está relacionada com as mudanças de propriedades nas rochas nessa interface.

O princípio básico na exploração sísmica é a criação de um pulso sísmico a partir de uma fonte de disparo na, ou perto, da superfície da Terra, que se propaga na subsuperfície e é reflectido e/ou refractado em interfaces que separam formações com diferentes propriedades. Aquando do regresso à superfície das ondas reflectidas, são registados a amplitude e o tempo de percurso (tempo de ida e volta – TWT⁸) das ondas. O comportamento da onda nas diferentes interfaces, reflexão e refacção, é regido de acordo com a Lei de Snell (Eq (1) e Figura 28), onde V1 e V2 são as velocidades no meio superior e inferior, respectivamente, $\sin\theta_1$ o ângulo de incidência, $\sin\theta_2$ o ângulo de refacção e $\sin\theta_3$ o ângulo de reflexão.

$$(\sin\theta_1/\sin\theta_2)=(V_2/V_1) \quad \text{Eq. (1)}$$

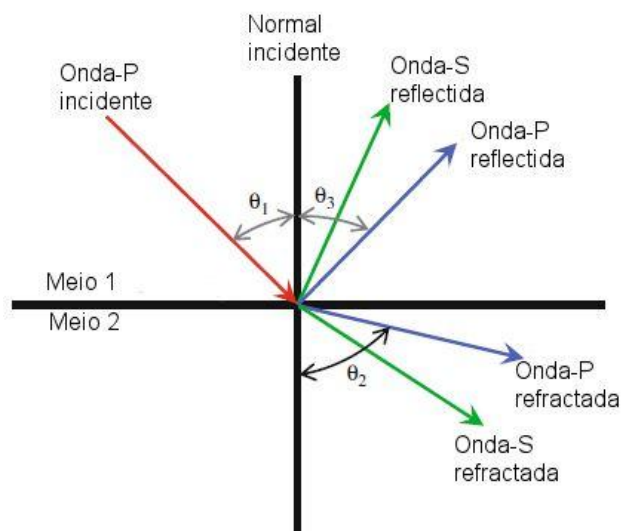


Figura 28 - Representação esquemática do comportamento numa interface segundo a Lei de Snell (θ_1 = ângulo de incidência, θ_2 = ângulo de refacção, θ_3 = ângulo de reflexão; Mondol, 2010).

⁸ *Two-way time*: Tempo que leva uma onda sísmica a percorrer desde a superfície até uma determinada interface entre duas camadas com impedâncias acústicas distintas, e o seu regresso à superfície após reflexão.

As interfaces onde as ondas são reflectidas, separam formações geológicas com velocidades de propagação das ondas e densidades diferentes. Denomina-se por impedância acústica (Z) o produto da densidade de uma formação pela velocidade de propagação das ondas nessa formação. O contraste entre as impedâncias acústicas (Figura 29) é chamado de Coeficiente de Reflexão (RC) e, numa onda P com incidência normal, pode ser calculado através da seguinte equação matemática (Eq.(2)), onde ρ_2 e ρ_1 são as densidades das camadas superior e inferior respectivamente, V_1 e V_2 são as velocidades nas camadas superior e inferior respectivas da onda P, e $\rho_2 V_2$ e $\rho_1 V_1$ = são as impedâncias P das camadas inferior e superior, respectivamente:

$$RC = (\rho_2 V_2 - \rho_1 V_1) / (\rho_2 V_2 + \rho_1 V_1) \quad \text{Eq. (2)}$$

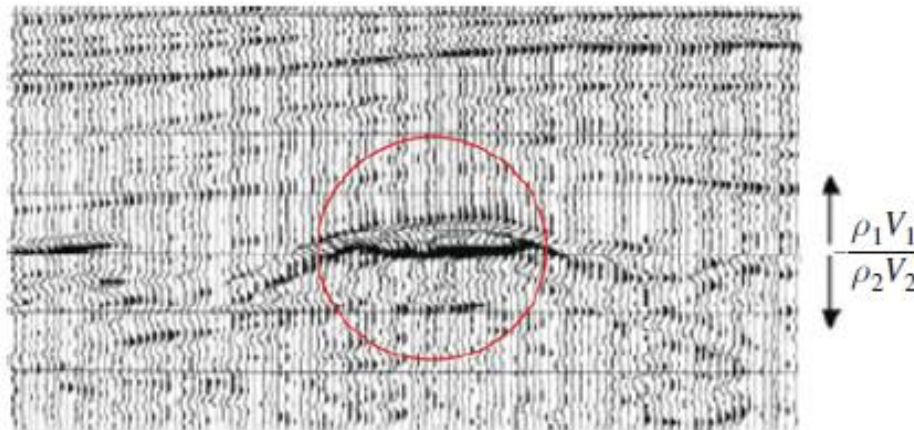


Figura 29 - Exemplo de uma secção sísmica mostrando um grande contraste na impedância na zona circundada pelo círculo vermelho (Mondol, 2010).

Um outro parâmetro importante a ter em consideração na sísmica de reflexão é a resolução. A resolução define-se como a capacidade de distinguir eventos separados por uma distância mínima, para que possam ser detectados individualmente (Mondol, 2010). Podemos pensar em termos de quão distantes (em espaço ou tempo) duas interfaces têm de estar para poderem ser detectadas como dois reflectores independentes (resolução vertical), ou quão distantes dois eventos envolvendo uma única interface têm de estar para serem registados como dois eventos separados (resolução horizontal; Sheriff e Geldart, 1995)

Para definir a resolução horizontal é necessário introduzir o conceito de zona de Fresnel. A zona de Fresnel é muitas vezes tomada como uma limitação à resolução horizontal em sísmica não-migrada, apesar de existirem outros factores, tais como a

razão sinal/ruído, espaçamento entre traços e efeitos 3D, entre outros (Sheriff e Geldart, 1995).

A zona de Fresnel corresponde à reflexão da energia numa interface entre formações com impedências acústicas distintas (Figura 30). Quando as dimensões do reflector são mais pequenas que a zona de Fresnel, esse reflector funciona como um ponto difractante (Sheriff e Geldart, 1995).

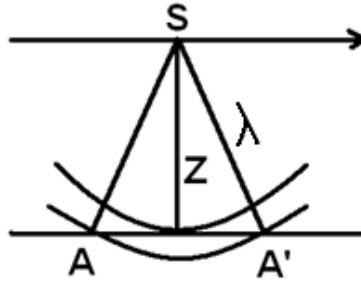


Figura 30 - A zona de Fresnel em sismica 3D é circular e com um diâmetro A-A', onde S é a posição da fonte sísmica, Z a profundidade do alvo e λ o comprimento de onda. O tamanho da zona de Fresnel ajuda a determinar o tamanho mínimo necessário que um evento possua para ser identificado como um evento isolado numa secção sísmica (modificado de Mondol, 2010).

Numa interface de resolução plana onde a fonte e o receptor sejam coincidentes, a zona de Fresnel será circular e com um raio R_f (Eq. (3)), onde λ é o comprimento de onda, Z a profundidade do alvo:

$$R_f = \sqrt{\lambda z/2} \quad \text{Eq. (3)}$$

A resolução horizontal depende da frequência e da velocidade de propagação das ondas sísmicas no interior da Terra. Quanto maior a frequência de uma formação, menor será o raio e portanto maior a resolução. O contrário acontece com o aumento da velocidade e do tempo de propagação.

A resolução vertical é a capacidade de separar dois eventos próximos (Mondol, 2010). Para se reconhecer dois eventos sísmicos separados verticalmente, a distância entre eles tem de ser no mínimo $\frac{1}{4}$ do comprimento de onda sísmica (Eq. (4)):

$$\lambda = (v/f) \quad \text{Eq. (4)}$$

onde V é a velocidade de onda na camada e f a frequência. A frequência das ondas transmitidas na Terra depende do tipo e características da fonte sísmica.

As frequências de aquisição típicas em reflexão sísmica para a prospecção de hidrocarbonetos, variam entre 5-100Hz. Altas frequências e consequentes curtos comprimentos de onda resultam numa melhor resolução vertical (Mondol, 2010). A Terra actua como um filtro natural de altas frequências, o que significa que quanto maior a profundidade do evento no interior da Terra, mais baixas as frequências envolvidas, o que implica que para detectar o topo e base de uma camada em profundidade, estas têm que estar separadas por uma distância muito maior, quando comparada com camadas mais superficiais (Figura 31).

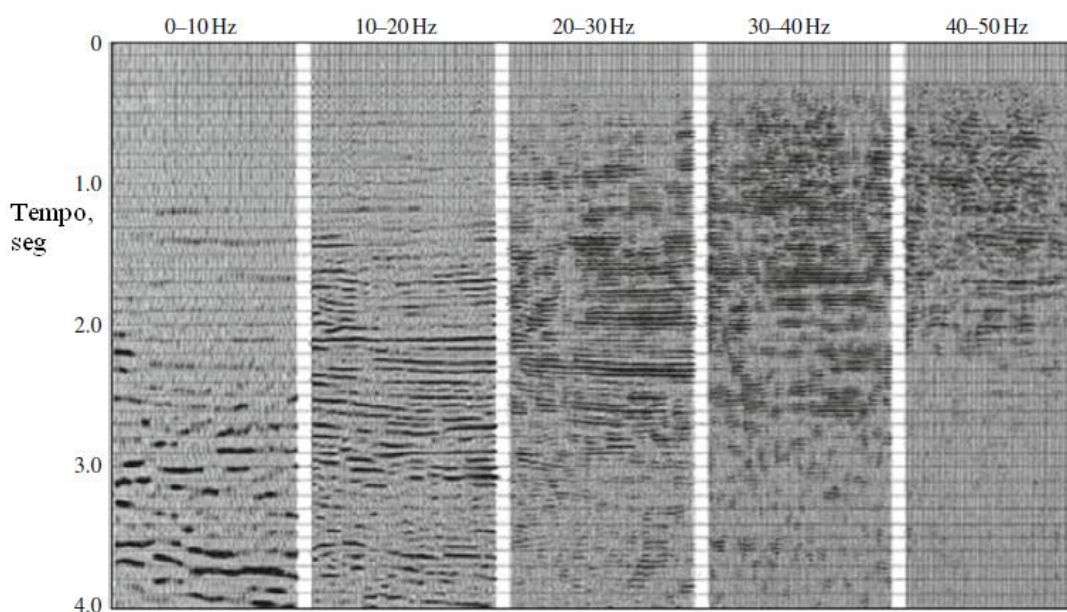


Figura 31 - Variação da frequência com a profundidade. Com o aumento da profundidade irá haver uma diminuição da frequência do sinal. Altas frequências (à direita) não atingem níveis mais profundos, enquanto que as baixas frequências (à esquerda) conseguem (Ashton *et al.*, 1994 in Mondol, 2010).

3.1.1 Fontes e Receptores Sísmicos

Diferentes fontes sísmicas são habitualmente usadas em terra e no mar. Em terra é frequente o uso de veículos vibratórios, *thumpers* ou explosivos (Figura 32). Os veículos vibratórios e os *thumpers* são o tipo de fontes mais usados *onshore* e são mecanismos de disparo ajustável que aplicam uma vibração ao solo, através da acoplação de uma placa ao solo. O sinal produzido possui uma série de frequências controladas.

O explosivo mais usado é a dinamite, que fornece uma energia impulsiva que é convertida em movimento no solo. É costume fazer um furo onde se coloca a dinamite e cobrir este com lama antes do disparo, para uma melhor acoplação ao solo (Mondol, 2010). Apesar de ser o método que fornece uma maior energia de sinal, nos dias de hoje tem sido abandonado em detrimento de outros, devido aos enormes impactes ambientais produzidos.



Figura 32 - Exemplo de veículo vibratório (em cima; www.altecpetroleumgroup.com) e de um *Thumper* (em baixo; www.netl.doe.gov).

Em ambiente marinho, a energia sísmica é normalmente gerada usando um ou vários *air guns* que libertam uma grande quantidade de ar comprimido dentro de água de modo a formar uma bolha de ar que, quando colapsa, gera um sinal que se propaga na camada de água até ao interior da terra. Um *air gun* (Figura 33) normalmente consiste num sistema de duas câmaras de pressão, conectadas e seladas por um pistão duplo. Durante o ciclo de descarga, o ar fortemente pressurizado entra para dentro da câmara

superior e passa seguidamente por um orifício para a câmara inferior. Para disparar o *air gun*, um pulso eléctrico abre a válvula solenóide e ar a alta pressão é descarregado na câmara do pistão gatilho. Este exerce pressão sobre o pistão de disparo, soltando o ar na câmara inferior e desta para a água. Pressão na câmara superior faz recolher o pistão duplo para a sua posição inicial e o ciclo recomeça (McQuillin *et al.*, 1984); (Figura 34).



Figura 33 - Exemplo de um *air gun* (<http://www.norwalkcitizenonline.com>).

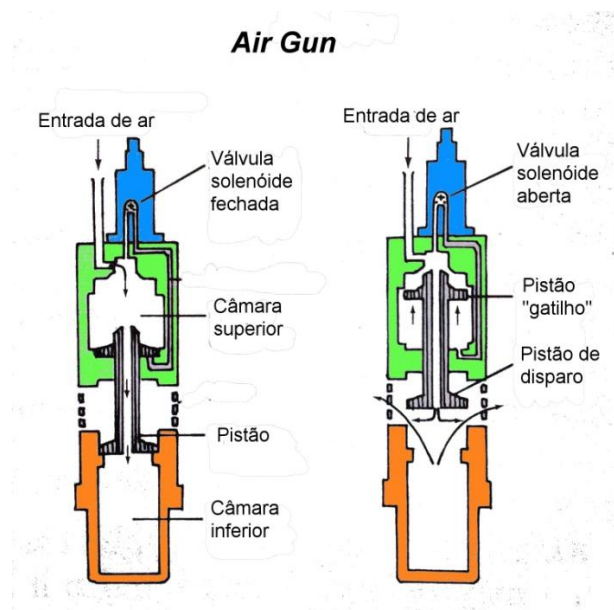


Figura 34 – Esquema de um *air gun* em modo de carga antes do disparo (à esquerda) e aquando o disparo (à direita; McQuillin *et al.*, 1984).

Como já referido, as ondas artificiais são induzidas de forma controlada a partir de fontes explosivas, que se propagam em diversas direcções. Sensores especiais são

colocados na superfície da água ou terra, para a medição das ondas reflectidas e refractadas. Estes receptores são hidrofones (em meio marinho) ou geofones (em terra).

Um geofone (Figura 35) é um dispositivo que se coloca acoplado ao solo numa aquisição sísmica *onshore*, onde a chegada das ondas reflectidas em profundidade transformam a aceleração do movimento oscilatório do solo devido à chegada da onda em forma de impulsos eléctricos (Mondol, 2010).



Figura 35 - Exemplo de geofones conectados por cabos eléctricos (<http://www.geophone.com>).

O hidrofone (Figura 36) é um dispositivo criado para detectar energia sísmica em forma de mudanças de pressão na água, devidas à passagem das ondas sísmicas. Sucintamente, um geofone regista a variação de pressão através de duas placas piezoeléctricas que transformam a variação de pressão em sinal eléctrico (Whitfill, 1970, *in* Sheriff e Geldart, 1995). Os hidrofones são combinados para formar *streamers* que são rebocados por navios de aquisição sísmica a uma profundidade entre os 3 e os 20m (Sheriff e Geldart, 1995; Bacon *et al.*, 2003). De uma forma simplista, um *streamer* é um tubo de neoprene onde são dispostos os hidrofones, preenchido por querosene de modo a garantir alguma flutuabilidade (Figura 37).

Os *streamers* típicos em sistemas de reflexão sísmica multicanal possuem um comprimento entre os 4 e os 8 km, dependendo da profundidade a que o alvo se encontra e para aquisições sísmicas 3D são utilizados 10 ou mais *streamers* em simultâneo (Bacon *et al.*, 2003). No final do *streamer* existe uma bóia de cauda (*tail buoy*; Figura 38) que contém um radar reflector para avisar embarcações da sua presença e para permitir a monitorização e gravação da posição dos diferentes canais de hidrofones, ajudando também na recuperação do *streamer* caso este se parta (Bacon *et al.*, 2003, Sheriff e Geldart, 1995).



Figura 36 - Exemplo de um hidrofone (Mondol, 2010).



Figura 37 - Exemplo de um *streamer* a bordo de um navio de pesquisa (<http://www.glossary.oilfield.slb.com>).

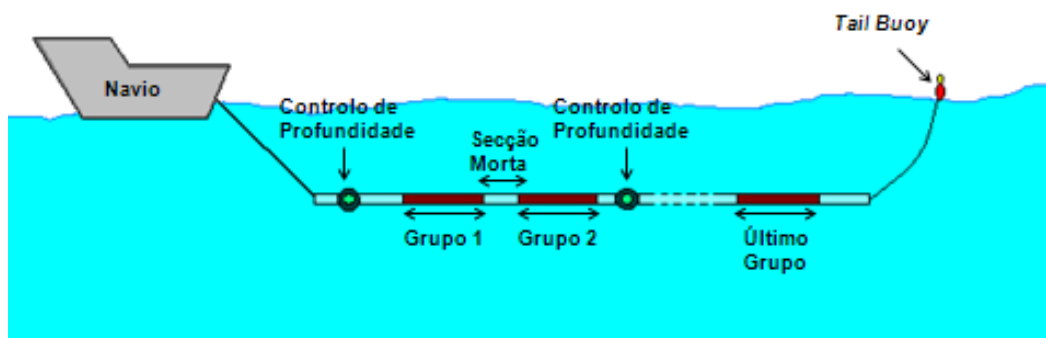


Figura 38 - Exemplificação da constituição de um *streamer* (modificado de Sheriff e Geldart, 1995)

Dispositivos especiais, chamados *Birds*, são ligados em secções específicas do *streamer* para que estes se encontrem sempre à profundidade correcta (Figura 39). Em resposta às alterações de pressão, com as diferentes profundidades da água, este equipamento corrige a sua profundidade automaticamente fazendo levantar ou baixar os *flaps* que possui (Bacon *et al.*, 2003).



Figura 39 - Exemplo de um *Bird* usado em aquisição sísmica (<http://www.mitchamindustries.com>).

3.1.2 Aquisição Sísmica Marinha

A prospecção sísmica é uma parte essencial em todo o processo de exploração de petróleo. As campanhas de prospecção sísmica podem ser realizadas em terra (*onshore*), em ambientes marinhos (*offshore*) ou em zonas de transição. Dependendo do tipo de ambiente marinho existem não só diferentes equipamentos, mas também diferentes geometrias de aquisição.

Até há bem pouco tempo, a maior parte das campanhas de aquisição sísmica era tratada a duas dimensões (2D). Foi só em 1972, quando o geofísico americano G. G. Walton apresentou pela primeira vez o conceito de aquisição sísmica a três dimensões

(3D), fez os geofísicos em todo o mundo começar a considerar o processo de aquisição numa outra perspectiva. Com o decorrer dos tempos e sobretudo com o advento de novas tecnologias e computadores capazes de processar e interpretar dados a três dimensões, a aquisição 3D começou a vulgarizar-se, e a tornar-se standard na avaliação de reservatórios (Gomes e Alves, 2007).

Em aquisições marinhas 2D, um único *streamer* é rebocado (Figura 40), enquanto em aquisições 3D vários *streamers* são rebocados pelo navio. Em sismica 2D os dados recolhidos ocorrem ao longo de uma única linha de receptores. Na prática, vários receptores são regularmente espaçados ao longo da linha e gravam o sinal recebido pelas fontes de disparo. Ecos provenientes dos mesmos pontos na sub-superfície são gravados várias vezes, para diferentes separações entre a fonte de disparo e a posição do receptor (Bacon *et al.*, 2003). Neste caso, podemos extrair todos os traços que representam o mesmo ponto em comum (*midpoint*) entre a fonte de disparo e o receptor, e criando os chamados *Common midpoint gathers* (CMP). Os traços que fazem parte de um CMP podem ser adicionados (*stacked*) se o aumento do tempo de percurso entre os *offsets* (distância entre a fonte de disparo e o receptor) for corrigido. Durante o processamento, a multiplicidade dos dados é usada para aumentar a relação sinal/ruído no *stack* final para cálculo de velocidades e discriminar eventos gravados (como reflexões múltiplas; Bacon *et al.*, 2003). A imagem resultante representa apenas a secção abaixo dessa linha, equivalente a uma secção de incidência normal. Infelizmente, este método nem sempre produz uma imagem clara da sub-superfície, pois os dados 2D podem ser frequentemente distorcidos com difracções e eventos produzidos a partir de estruturas geológicas, tornando a interpretação difícil (Mondol, 2010).

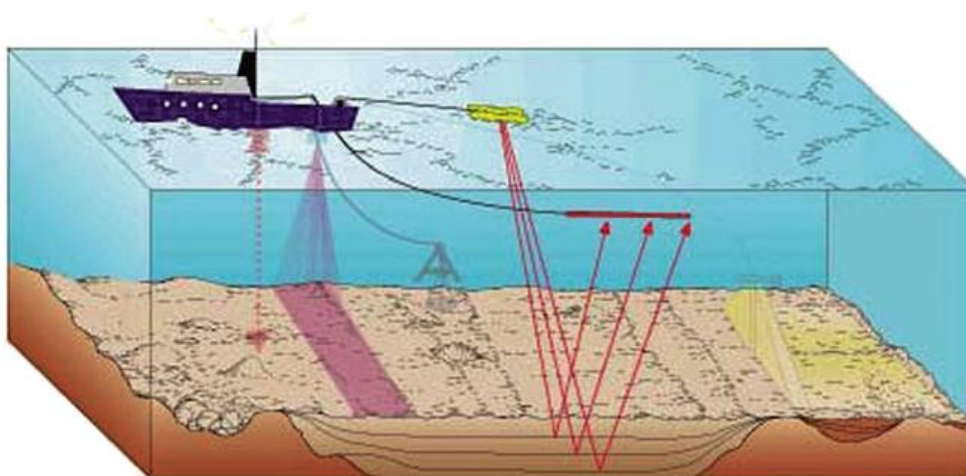


Figura 40 - Exemplificação de uma aquisição sísmica 2D (Mondol, 2010).

O avanço nas aquisições sísmicas em 3D e na criação de imagens de superfície, introduzida nos anos 80, foi talvez o passo mais importante na exploração sísmica (Beckett *et al.*, 1995, *in* Mondol, 2010). A imagem sísmica 3D começou por resolver os detalhes estruturais e estratigráficos da sub-superfície que faltavam ou não eram visíveis na sísmica 2D.

Com aquisições sísmicas em 3D é agora possível visualizar os potenciais reservatórios em três dimensões, o que permite ao intérprete visualizar os dados em secções cruzadas ao longo de 360°, em secções mais profundas paralelas à superfície do solo e ao longo de planos que cortavam arbitrariamente o volume sísmico. Informação como falhas e fracturas, planos de estratificação, presença de poros e fluidos, geologia estrutural complexa e estratigrafia detalhada são hoje em dia interpretadas com elevada precisão a partir de dados sísmicos 3D (Mondol, 2010).

Para ser possível a aquisição e processamento dos dados de uma pesquisa sísmica 3D os navios dispõem de sistemas de navegação de alta precisão. Durante a operação, o navio e os equipamentos rebocados são sujeitos a correntes e ventos, que causam que frequentemente estes sejam rebocados em direcções diferentes das configurações planeadas. Isto significa que a posição da fonte de disparo e dos receptores tem de ser continuamente gravada e essa informação será guardada juntamente com os dados da sísmica (Bacon *et al.*, 2003).

Em geral, a aquisição sísmica marinha é mais simples e rápida do que a aquisição em terra devido a menos obstáculos durante a aquisição dos dados e à maior facilidade no seu processamento. No método de aquisição tradicional, um navio de aquisição especialmente desenhado é usado para rebocar uma ou mais fontes de energia que disparam segundo uma configuração pré-determinada, com um ou mais *streamers* (Figura 41). Este navio navega sob linhas de aquisição previamente planeadas sobre uma determinada área do alvo. Após terminar cada trajecto de navegação a embarcação segue para a linha de aquisição seguinte, designado por tempo de trânsito, num sentido contrário, paralelo ao efectuado na linha anterior. De notar que para cada trajecto de aquisição vários *streamers* são utilizados ao mesmo tempo, aumentando significativamente a efectividade do método (Figura 42). Como inconveniente, durante a mudança de direcção, o tempo de demora e os *streamers* não mantêm a sua separação lateral, alterando a posição dos receptores e gerando um período de tempo não-produtivo pois não haverá aquisição de dados (Buia *et al.*, 2008).



Figura 41 – Navio de aquisição sísmica 3D especialmente desenhado para rebocar vários *streamers* e *air guns* (<http://www.glossary.oilfield.slb.com>).

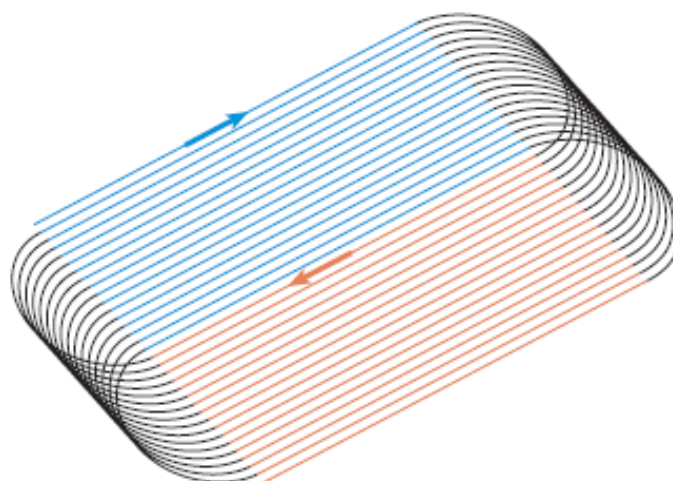


Figura 42- Geometria convencional de aquisição marinha 3D. O navio percorre a linha azul e depois a linha laranja em sentido contrário. Normalmente não são registados dados durante a viragem do navio (linha preta; Buia *et al.*, 2008)

A aquisição é efectuada normalmente a uma velocidade entre 3 e 4 nós (Bacon *et al.*, 2003). Isto significa que a embarcação requer uma grande área de manobra e que as águas estejam desimpedidas de outras embarcações. Normalmente um pequeno barco conhecido por navio piquete (*picket vessel*) é usado durante os trabalhos de aquisição sísmica para avisar outras embarcações de pequenas dimensões para manterem a distância de segurança enquanto decorrem as operações.

Novas técnicas de aquisição sísmica baseadas no método tradicional foram introduzidas para se conseguir melhores resultados. Temos como exemplo o *Multi wide-azimuth*, com uma geometria de aquisição igual ao *Wide-azimuth* mas que recorre ao uso de vários navios de aquisição que disparam de forma sequencial em direcções diferentes para os mesmos *streamers*, o que permite obter uma melhor iluminação da área de estudo. As linhas de aquisição poderão ser repetidas mas com uma direcção diferente, permitindo uma maior gama de amplitudes (Figura 43).

O *Coil Shooting* é uma nova técnica de aquisição sísmica que utiliza um padrão circular para obtenção de dados, com pouco ou quase nenhum tempo não-productivo. A geometria circular oferece benefícios tanto para a análise geofísica, como para a efectividade operacional. Permite a obtenção de dados de *offsets* curtos, algo não possível pela geometria tradicional e envolve um único navio equipado com várias fontes de disparo e *streamers*, e que percorre uma trajectória circular contínua sobre a área de estudo (Figura 44). Dispositivos especiais de direcção, colocados na extremidade do *streamer*, controlam a sua profundidade e posição lateral, fazendo com que mantenham uma separação constante. É um método muito eficiente na aquisição de dados com amplitudes de 360° e usado também em projectos em áreas mais remotas onde poderá não haver capacidade para a utilização de vários navios ao mesmo tempo (Buia *et al.*, 2008).

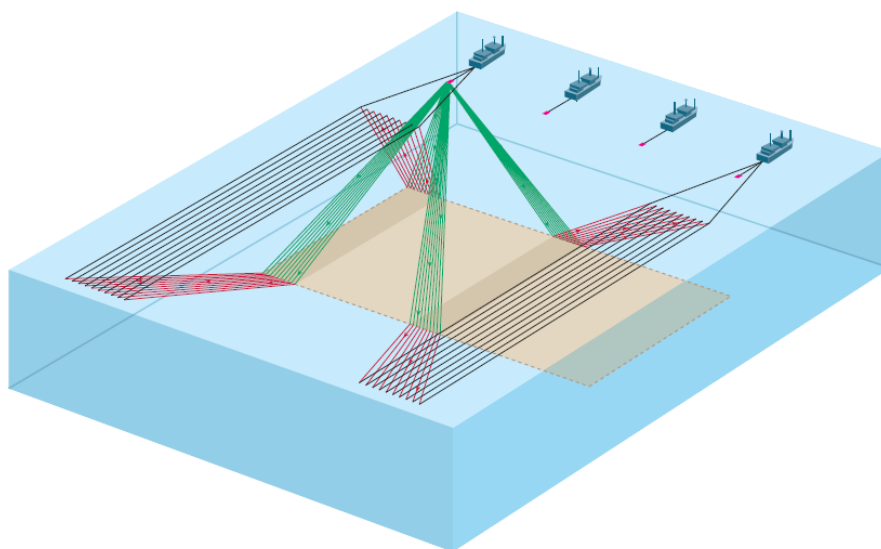


Figura 43 - Configuração *multi-azimuth* com quatro navios. Os disparos feitos pelos quatro navios serão gravados pelos *streamers* dos navios mais à direita e mais à esquerda, originando uma maior área de cobertura da subsuperfície e uma maior gama de azimutes. As linhas de aquisição poderão ser repetidas com uma mudança na direcção dos navios de aquisição (Buia *et al.*, 2008).

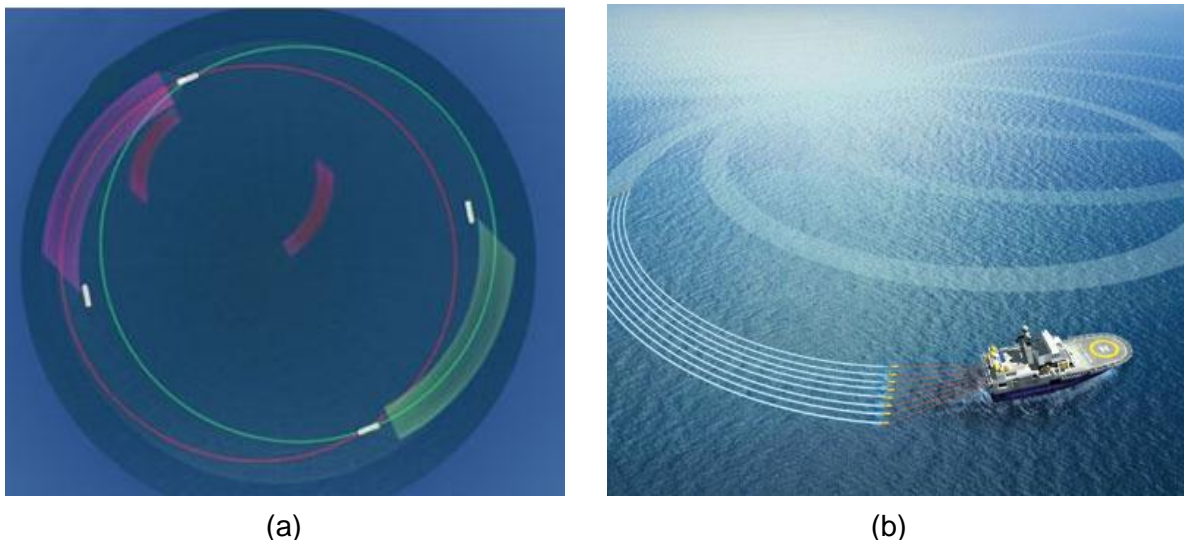


Figura 44 - (a) Esquema de um *Dual coil*, com o uso de dois navios (a cor de rosa e verde) em geometria circular e direcções contrárias; (b) Imagem explicativa de *Coil Shooting* de um navio com um conjunto de *streamers* a percorrer uma zona com uma geometria circular (www.slb.com)

Para geometrias de linhas paralelas, a produtividade da aquisição é de 45%, enquanto que para a geometria circular é de cerca de 90%. A aquisição contínua é bastante eficiente em projectos 3D, pois disparar durante a mudança de direcção da trajectória do navio fornece dados adicionais (Buia *et al.*, 2008), (Figura 45).

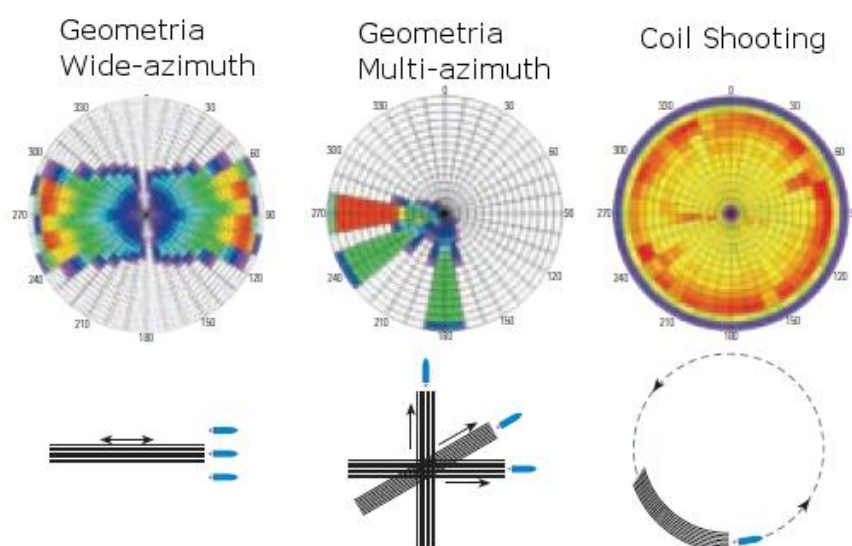
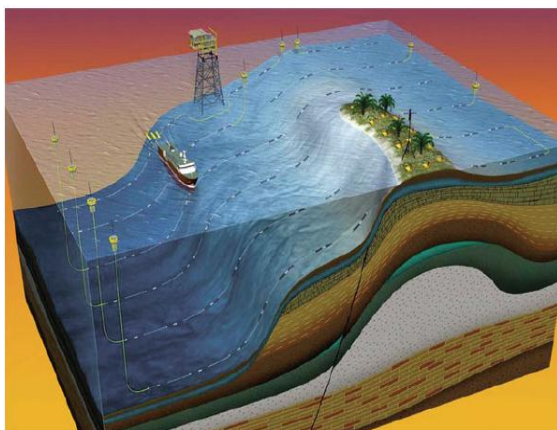


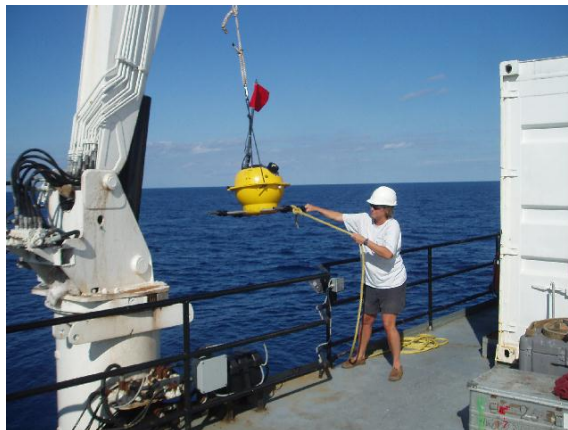
Figura 45 - Comparação da geometria de aquisição com a distribuição dos azimutes num diagrama de roseta. Gama de cores do diagrama de roseta desde púrpura para o menor número de linhas até vermelho para o maior número de linhas (Buia *et al.*, 2008).

Métodos muito recentes de aquisição sísmica marinha utilizam receptores de ondas sísmicas que são dispostos no fundo oceânico (*ocean bottom seismometer* – OBS – *acquisition*; Figura 46). Estes novos métodos de aquisição permitem a possibilidade de uma medição directa das chegadas ondas S em adição ao tradicional registo de ondas P. Nestas configurações são utilizados cabos no fundo oceânico que possuem três geofones (3C) e um hidrofone em adição (num total de 4C). O cabo 4C pode atingir 6km de comprimento e um total de 240 estações (960 canais em 4C). Uma campanha com OBS envolve normalmente quatro cabos ou mais. A escolha da geometria 4C reside em considerações geofísicas e financeiras. O uso do OBS 4C tem várias vantagens sobre os *streamers* convencionais, que incluem (Mondol, 2010):

- Sensores duplos (geofones 3C + hidrofone);
- Registo de ambos os tipos de ondas P e S para melhoramento da imagem e detecção de fluidos;
- Atenuação de múltiplos;
- Permitem adquirir sísmica em diferentes períodos de tempo com a mesma configuração da geometria;
- Em áreas de geologia muito complexas permitem obter uma secção sísmica com muito maior resolução quando comparadas com secções adquiridas por métodos tradicionais.



(a)



(b)

Figura 46 – (a) Representação esquemática de uma geometria de aquisição utilizando OBS (Mondol, 2010); (b) Um OBS a ser colocado no interior da água (<http://www.ig.utexas.edu>).

3.2 Interpretação de Dados Sísmicos e a Importância de Reflexão Sísmica na Prospekção de Hidrocarbonetos

Após os dados de reflexão sísmica terem sido devidamente processados, o processo de interpretação sísmica consiste em identificar as reflexões sísmicas que reflectem as estruturas geológicas de sub-superfície. No processo de interpretação sísmica é necessário conhecer de preferência a história geológica da área de estudo (Sheriff e Geldart, 1995), e correlacionar os dados dos poços (sempre que estes existam) com os dados sísmicos.

Tal como já referido, a existência de contrastes de impedâncias acústicas (derivadas das diferenças entre litologias com velocidades e densidades diferentes) entre as diferentes camadas geológicas origina reflectores sísmicos nos dados de sísmica de reflexão, que nos permitem cartografar a sua geometria. Diferenças nas amplitudes dos reflectores sísmicos estão relacionadas com mudanças de litologias, porosidade das formações, presença de fluidos e grau de saturação e diagénese.

Na prospekção de hidrocarbonetos e numa fase inicial de exploração de uma bacia sedimentar, os dados de sísmica de reflexão são muitas vezes o único tipo de dados existentes. Para além da identificação de indicadores directos de hidrocarbonetos, é a interpretação de estruturas com potencial para a acumulação de hidrocarbonetos, se existentes, que permite a identificação de prospectos e a avaliação do potencial petrolífero de uma bacia sedimentar (Gomes e Alves, 2007). Os dados de reflexão sísmica são interpretados de modo a criar uma cartografia regional de prospectos para a caracterização de reservatórios na modelação sísmica e, menos frequentemente, na detecção directa de hidrocarbonetos e na monitorização da produção dos reservatórios. O intérprete, baseado na interpretação sísmica, decidirá se na área em estudo será possível a ocorrência de hidrocarbonetos. Se a resposta for positiva, o passo seguinte será a realização de uma campanha de sísmica 3D nos prospectos potencialmente mais interessantes e, em caso de confirmação do interesse potencial, a realização de um poço de exploração.

Os dados sísmicos mais relevantes normalmente incluem secções ou volumes sísmicos, um modelo de velocidades e previsão de propriedades petrofísicas (Sheriff e Geldart, 1995), sendo o desafio da interpretação sísmica a utilização total de toda a informação contida nos dados sísmicos.

Um intérprete começa o trabalho com os aspectos mais óbvios da secção sísmica, como a identificação de reflectores fortes ou que possuam características distintas. A

interpretação é feita do topo para a base, normalmente, e com uma análise prévia dos dados para verificação da existência de alguma secção sem qualidade suficiente ou com problemas de aquisição ou de processamento. Para se evitar uma má interpretação, deve-se ter em atenção características superficiais, tais como canais, o relevo de superfície, bolsas de gás e formas irregulares que possam produzir artefactos (Sheriff e Geldart, 1995).

A área de estudo muitas vezes contém poços onde as formações de interesse foram identificadas e relacionadas com os dados da sísmica, podendo ser, a partir de sismogramas sintéticos ou usando modelos de velocidades para relacionar a profundidade do poço com os tempos de chegada das ondas na secção sísmica, utilizadas para a cartografia dos horizontes principais. As áreas de interesse apresentam frequentemente reflectores fortes (Sheriff e Geldart, 1995) cujas características sedimentares em grande escala podem ser reconhecidas a partir da sua configuração nos reflectores sísmicos, tal como acontece com deltas de progradação, margens carbonatadas e leques submarinos (Sheriff, 1976, *in* Mondol, 2010).

As acumulações de hidrocarbonetos são por vezes directamente detectadas em secções sísmicas quando se observam reflexões fortemente anómalas conhecidas por “*bright spots*” (Kearey e Brooks, 1991) ou como “*flat spots*” que materializam a reflexão ao longo de um contacto planar entre fluidos, por exemplo água e hidrocarbonetos (Figura 47; Gomes e Alves, 2007).

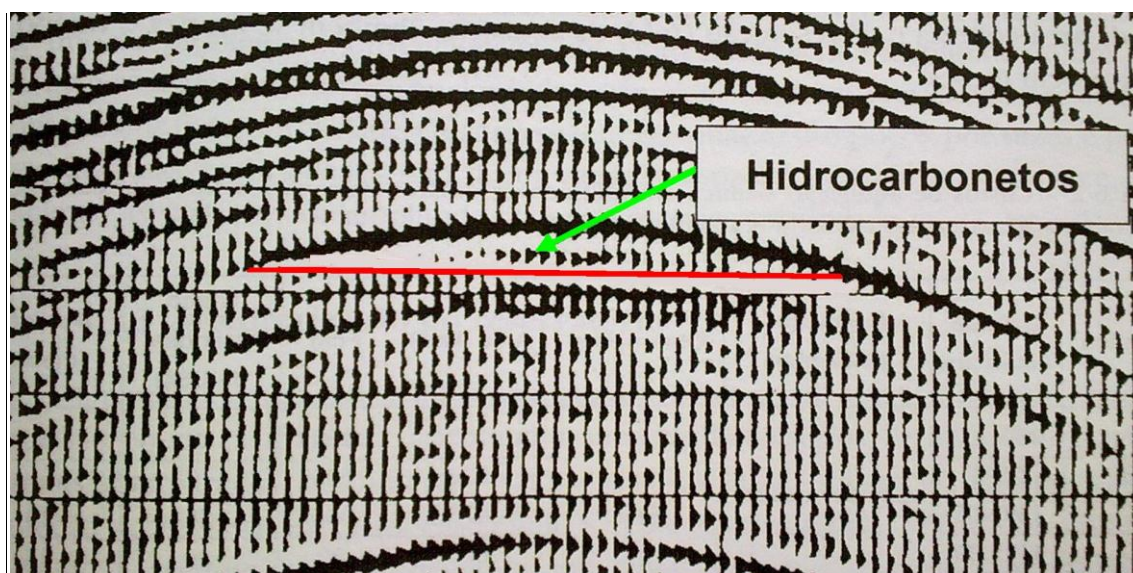


Figura 47 - Representação de um *flat spot* numa secção sísmica com a linha vermelha a representar a reflexão horizontal que materializa a superfície do contacto entre a água e os hidrocarbonetos (Gomes e Alves, 2007).

A análise sísmica pode ser dividida em dois tipos que devem ser efectuados de forma combinada: a *interpretação estrutural* baseia-se na interpretação da geometria dos reflectores com base nos tempos de reflexão, e na identificação de falhas e estruturas geológicas; a *interpretação estratigráfica* consiste na interpretação de pacotes sísmicos com textura sísmica semelhante e na terminação dos reflectores de forma a definir as sequências deposicionais e litoestratigráficas de uma determinada área (Kearey e Brooks, 1991). A interpretação estratigráfica envolve traçar sequências sísmicas que representam diferentes unidades deposicionais, através da interpretação de fácies sísmicas que nos dão pistas para a definição do ambiente deposicional em que a litologia se depositou. A utilização de sísmica 3D é especialmente importante no reconhecimento de aspectos estratigráficos, permitindo a interpretação de elementos deposicionais com grande detalhe em ambientes deposicionais muito complexos, como é o caso de sistemas turbidíticos profundos e sistemas carbonatados (Sheriff e Geldart, 1995; Gomes e Alves, 2007).

No processo de interpretação sísmica devem-se cartografar os tempos de chegada de eventos sísmicos coerentes, de modo a obter um mapa estrutural para o topo da formação, ou descontinuidade, em questão. Outros aspectos do sinal sísmico são, por exemplo, a forma de onda, a amplitude e a frequência, e os atributos sísmicos (Mondol, 2010)

O principal objectivo da interpretação estrutural é a identificação e cartografia de falhas e estruturas que possam funcionar como armadilhas estruturais. Como resultado desta interpretação, obtêm-se mapas estruturais em tempo (Figura 48) onde, para além da topografia de um reflector sísmico, são também representadas as falhas e o tipo de falhas que afectam esse horizonte sísmico (Kearey e Brooks, 1991).

A estratigrafia sísmica envolve a subdivisão de secções sísmicas em sequências sismo-estratigráficas ou pacotes sísmicos, que são interpretadas como expressões sísmicas de formações geneticamente relacionadas. De uma forma simplista, poderá dizer-se que um pacote sísmico é a representação numa secção sísmica de uma sequência sedimentar. A interpretação destes pacotes sísmicos é feita com base na sua textura sísmica, na terminação dos reflectores e na forma geral das unidades. Pode-se definir textura sísmica como sendo o modo como as reflexões sísmicas estão organizadas internamente (Figura 49). Estas devem ainda ser descritas em termos da sua continuidade e amplitude. Posteriormente, deve-se interpretar o modo como os reflectores sísmicos se organizam e terminam entre si ou nos limites das sequências (Kearey e Brooks, 1991), (Figura 50). A interpretação da geometria das reflexões e as

suas características internas permitem interpretar com alguma segurança o ambiente deposicional em que a formação em estudo se terá depositado, facilitando, por exemplo, a identificação de seqüências sedimentares progradacionais que oferecem um grande potencial na geração e acumulação de hidrocarbonetos, o que permite uma maior possibilidade de localização de armadilhas de hidrocarbonetos em bacias sedimentares.

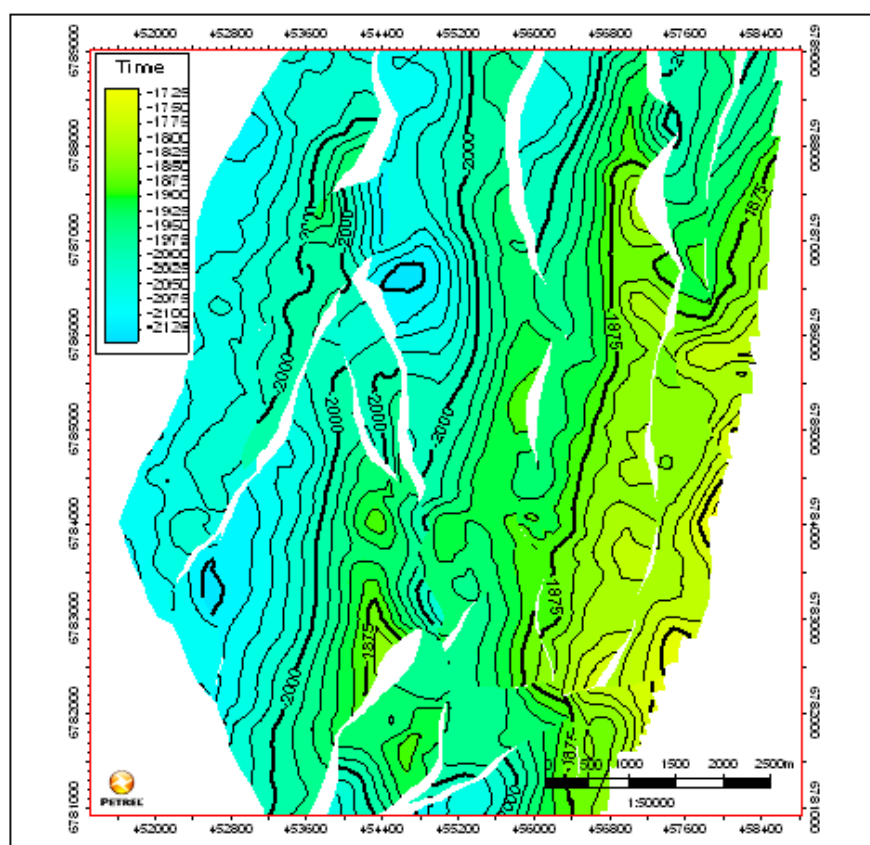


Figura 48 - Exemplo de um mapa estrutural de um topo de uma camada, em estudo neste trabalho, com as respectivas falhas interpretadas.

A aplicação dos métodos de estratigrafia sísmica em bacias sedimentares com geologia muito complexa permite ainda a correlação de seqüências deposicionais locais conhecidas com o padrão mundial de mudanças globais do nível médio da água do mar e identificar efeitos locais na bacia associados a tectónica local, subsidência, etc. (Payton, 1977, *in*: Kearey e Brooks, 1991).

A ambiguidade na interpretação aparece quando não há dados suficientes disponíveis para uma boa interpretação. Neste caso são necessários mais dados, tais como mais secções sísmicas, informação sobre a geologia da região, poços e medidas de gravidade e/ou magnéticas, entre outros. A geologia regional e a informação sobre a

tectónica a que a região esteve sujeita devem também ser usados como parte fundamental para a interpretação sísmica (Sheriff e Geldart, 1995).

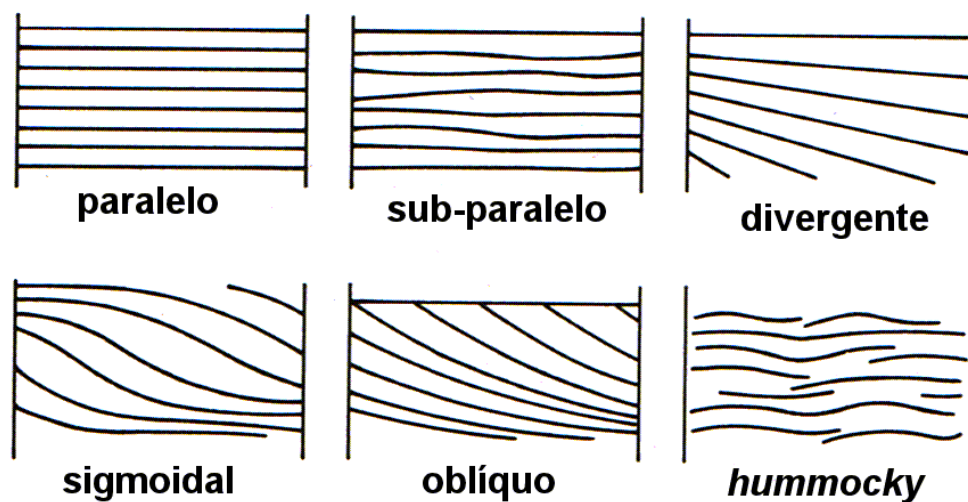


Figura 49 - Exemplos de várias configurações internas de várias fácies sísmicas em sequências sedimentares que podem ser identificadas nas secções sísmicas (Sheriff, 1980, in Kearey e Brooks, 1991).

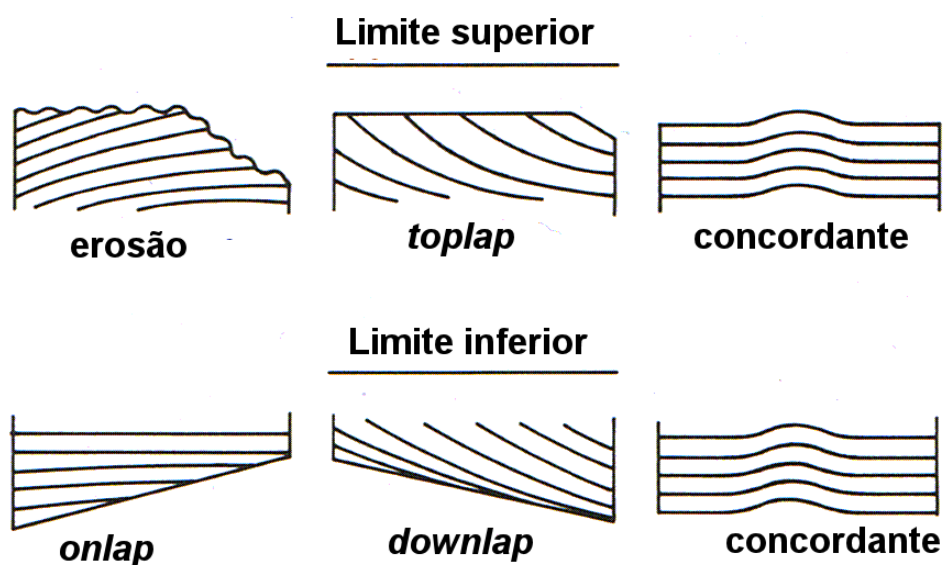


Figura 50 - Diferentes tipos de terminações dos reflectores nos limites que definem sequências sísmicas (Sheriff, 1980, in Kearey e Brooks, 1991).

4 Caracterização de Reservatórios utilizando o Software *Petrel* 2010.2 (*Schlumberger*)

O *software Petrel* 2010.2, desenvolvido pela empresa *Schlumberger*, é um programa *standard* da indústria petrolífera que inclui as ferramentas necessárias para a interpretação sísmica e a modelação geológica e estrutural de uma zona de reservatório, tudo isto numa plataforma de trabalho integrada. A possibilidade de profissionais de áreas diferentes (geofísicos, geólogos e engenheiros de reservatório) trabalharem no mesmo ambiente gráfico e partilharem a mesma base de dados, permite um aumento de performance e produtividade no estudo de bacias, desde as fases mais preliminares de identificação e caracterização de prospectos, até às fases de modelação e caracterização de reservatórios (*Schlumberger*, 2008).

O objectivo deste capítulo é introduzir, de modo sucinto, o funcionamento do *software Petrel* 2010.2, com particular realce nos processos de importação de dados de reflexão sísmica, de poços e diagrfias, interpretação e cartografia de horizontes e falhas, e construção de um modelo estrutural e petrofísico de um reservatório, com aplicação directa ao caso de estudo.

4.1 Interface *Petrel* 2010.2 (*Schlumberger*)

O ambiente de trabalho do *Petrel* 2010.2 está, por defeito, dividido em três áreas principais: janela de visualização, barra de funções e ferramentas e painéis de exploração (Figura 51).

O tipo de janela de visualização depende dos objectos que se pretendem visualizar (por exemplo, dados de poços, dados de reflexão sísmica, mapas), podendo co-existir diferentes tipos de janelas, com diferentes objectos numa mesma área de visualização.

Na barra de ferramentas estão disponíveis ferramentas de trabalho que permitem a importação/exportação e visualização de dados. Destas opções destacam-se a bússola, os eixos de visualização, a legenda automática e o domínio em que os dados devem ser visualizados (tempo – TWT⁹; ou profundidade – TVD; Figura 52).

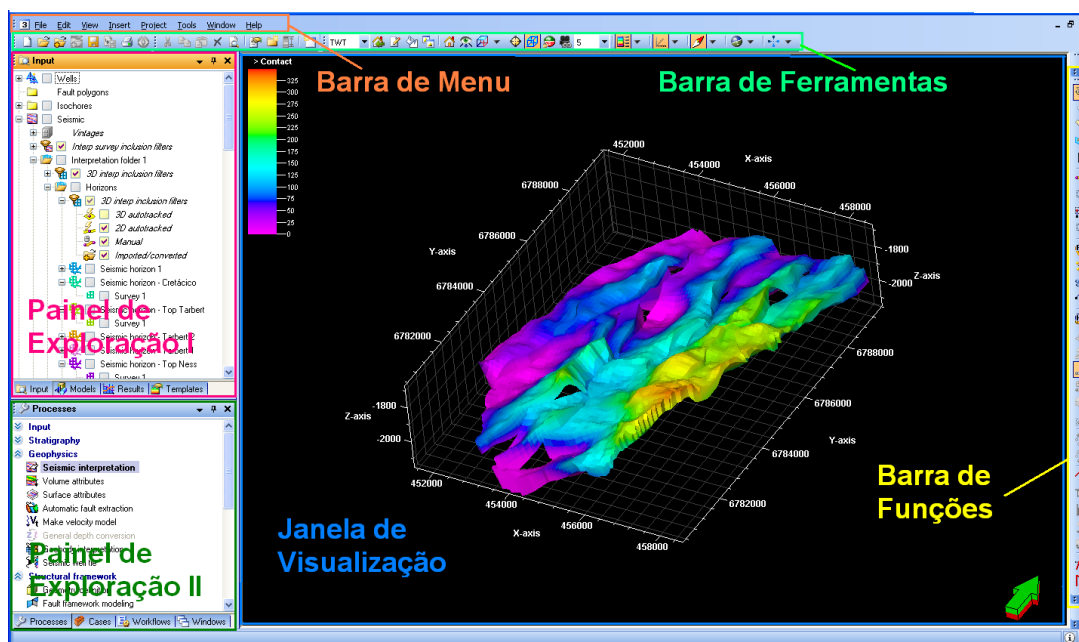


Figura 51 - Interface gráfica do *Petrel* 2010.2, com destaque para as zonas correspondentes aos painéis de exploração, janela de visualização e barra de ferramentas. Dependendo do tipo de dados a visualizar, estão disponíveis várias janelas de visualização, e o tipo de ferramentas disponíveis depende do processo activo no painel de exploração.

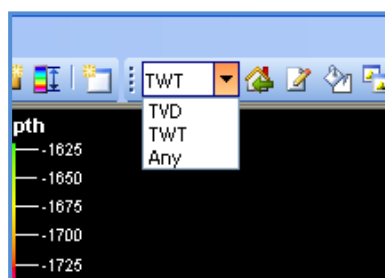


Figura 52 - Barra de ferramentas do *Petrel* 2010.2 com os domínios de visualização disponíveis. Sem uma correcta relação tempo-profundidade, os dados de reflexão sísmica (em tempo) não podem ser visualizados em conjunto com os dados de poços (em profundidade). Para ajustar o domínio de visualização podemos escolher entre a visualização apenas em tempo (TWT – *two-way time travel*) ou em profundidade (TVD⁹). A opção *Any* permite a visualização de dados que se encontram em diferentes domínios mesmo que não exista uma relação tempo-profundidade definida para estes, o que pode induzir uma visualização errada dos dados, caso não se tenha esse aspecto em atenção.

⁹ True Vertical Depth – distância vertical desde a cabeça de poço a um qualquer ponto no seu trajecto.

Relativamente aos painéis de exploração, estes são constituídos por diferentes separadores, cada um com uma finalidade específica. O *Painel de Exploração I* contém todos os dados que estão disponíveis no projecto, sendo os dados importados e relacionados com a interpretação sísmica armazenados no separador *Input*, enquanto que os modelos gerados, ou os dados relacionados com o modelo de reservatório, são guardados no separador *Models*. O separador *Templates* contém as escalas de cores globais pré-definidas para visualização correcta dos diferentes tipos de dados. Por fim, no separador *Results* estão armazenados os resultados de simulações que possam ter sido efectuadas num simulador de reservatório ou o cálculo de volumes de um reservatório. No *Painel de Exploração II* temos o separador *Process*, que contém a lista de processos disponíveis no *Petrel 2010.2*, e o separador *Workflow*, onde estão disponíveis fluxogramas para executar processos em série. No separador *Cases* são armazenados os resultados de volumes simulados, enquanto que no separador *Windows* são armazenadas todas as janelas em memória que tenham sido utilizadas ao longo do trabalho.

4.2 Sistemas de Coordenadas e Importação de Dados

Antes de iniciar um novo projecto no *Petrel 2010.2*, o sistema de referência, *datum* e sistema de projecção, devem de ser definidos antes da importação de dados. De referir que nesta versão não existe uma conversão automática do sistema de coordenadas para os diferentes objectos importados. Isto significa que os dados importados devem estar geo-referenciados, *a priori*, no mesmo sistema de coordenadas que o projecto (*Schlumberger, 2006*). No que diz respeito à importação dos diferentes tipos de dados, é de realçar a grande flexibilidade deste *software*.

De seguida apresenta-se sumariamente o tipo de dados que podem ser importados e posteriormente manipulados (*Schlumberger, 2008*), (Figura 53):

- Pontos – Definidos através da localização x-y, com ou sem valores de z. Esta classe inclui isócronas¹⁰, *well tops*¹¹ (ou topo de formações), pontos de velocidade, entre outros. Se apropriado, os pontos podem ser importados

¹⁰ Linha de conexão entre pontos de igual valor de espessura em estratos, formações e reservatórios. É visualizada num mapa de isócronas.

¹¹ Pontos de intersecção entre trajectórias de poços e superfícies estruturais. Também denominados por *well points* ou *tie points*. Neste trabalho identificam os topos das Formações de Tarbert, Ness e Etive e a Base Cretácico (ver Capítulo 5).

directamente como linhas ou convertidos em interpretação sísmica, permitindo uma maior flexibilidade na importação de dados sísmicos;

- Linhas – Podem ser utilizadas como pertencentes à interpretação de falhas ou a um polígono sob uma área de interesse, ou por conversão de um conjunto de pontos em linhas;
- Grelhas 2D – Conjunto de pontos organizados em grelha que inclui superfícies correspondentes a horizontes provenientes da interpretação sísmica, *well tops*, mapas de tendência, mapas de porosidade ou isócronas;
- Poços – Os dados de poços incluem a posição espacial da cabeça do poço (*well headers*), o seu trajecto na sub-superfície (*well path*) e diagragias associadas (*well log data*);
- Sísmica – Tanto dados de sísmica de reflexão 2D e/ou 3D podem ser importados em formato SEG-Y¹². A sísmica 3D pode também ser importada em formato ZGY, um formato interno do *Petrel 2010.2*, que permite uma melhor manipulação deste tipo de dados. Não existe um limite para a dimensão dos dados, estando este limite directamente ligado às características da *workstation* de trabalho;
- Grelha 3D – Uma *grelha* 3D é definida por células com dimensões em i, j, k, podendo cada célula ser populada individualmente com uma propriedade (ou atributo) distinta.

Todos os dados no *Petrel 2010.2* devem ser organizados em pastas e subpastas, para uma estruturação eficiente do projecto. Alguns tipos de dados são obrigatoriamente armazenados em pastas pré-definidas, tais como poços, *well tops* e dados referentes à reflexão sísmica.

4.3 Importação de um Bloco Sísmico 3D

Existem duas opções de importação de dados em formato SEG-Y: 1) “*SEG-Y Seismic Files*” ou 2) “*SEG-Y with preset parameters*”. Na primeira opção, o sistema irá automaticamente ler a localização dos *bytes* correspondentes ao número de *inlines* e *crosslines*, e às coordenadas X e Y assumindo o formato SEG-Y como o formato

¹² O formato SEG-Y é uma convenção especificada pela *Society of Exploration Geophysicist* (SEG) com o intuito de uniformizar o formato dos dados sísmicos usados na indústria petrolífera, de modo a facilitar a troca de informação entre parceiros (Bacon, 2003). É um formato que permite armazenar grandes quantidades de dados sísmicos.

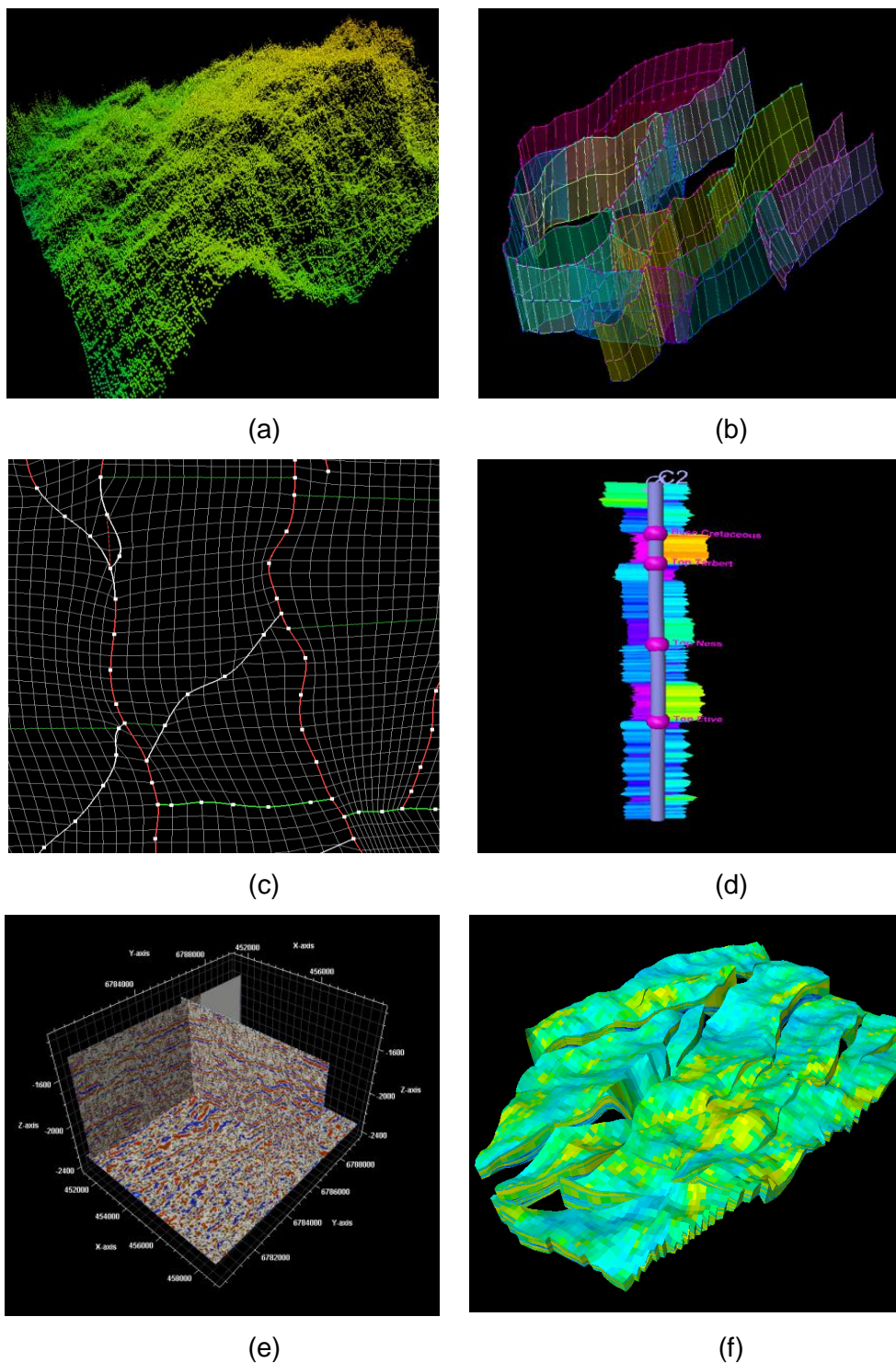


Figura 53 - Vários exemplos de tipos de dados que podem ser importados e utilizados no Petrel 2010.2 (a) pontos que definem uma superfície; (b) linhas que representam planos de falhas interpretadas nos dados de reflexão sísmica; (c) Grelha de tendência para a construção de um modelo estrutural de reservatório; (d) dados de poços com diagrfias e topos de formação; (e) dados de reflexão sísmica 2D e 3D; (f) Grelha 3D populada com uma propriedade petrofísica.

standard SEG. A importação com este método é muito passível de erros, uma vez que a localização dos *bytes* correspondentes à informação relacionada com *inlines*, *crosslines* e coordenadas X e Y nem sempre é respeitada. Sempre que existam erros na importação, o ficheiro SEG-Y deverá ser re-importado usando a importação SEG-Y com os parâmetros pré-definidos (Schlumberger, 2008).

Como frequentemente o formato *standard* não é totalmente respeitado pelas empresas de aquisição sísmica, a importação com os parâmetros pré-definidos permite a especificação correcta da localização dos *bytes*, correspondentes a *inlines*, *crosslines* e localização em X e Y. É ainda possível visualizar um gráfico onde as relações *Inline/Crossline* e destas com as correspondentes posições X e Y podem ser avaliadas de modo a fazer um controlo de qualidade dos dados a importar (Schlumberger, 2005), (Figura 54 e Figura 55).

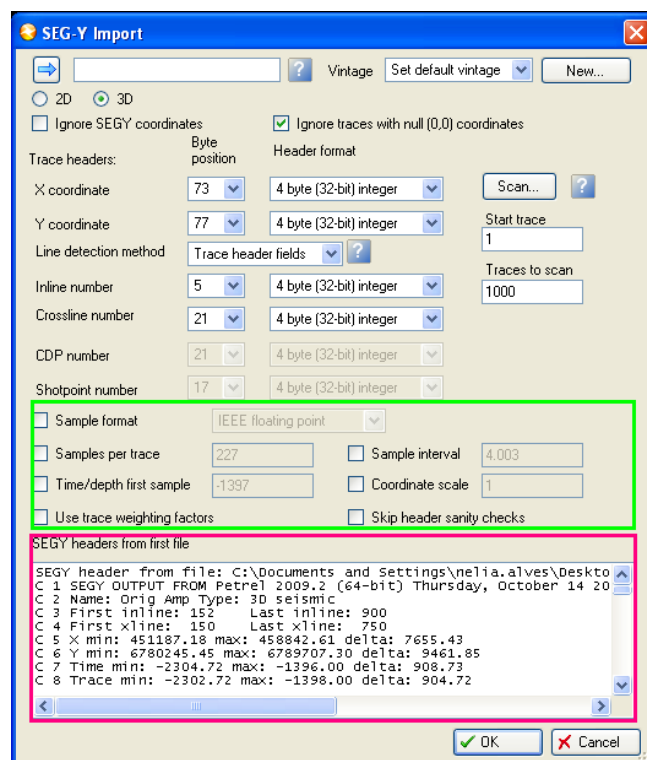


Figura 54 - Caixa de diálogo da importação de dados sísmicos pelo formato SEG-Y com parâmetros pré-definidos. Na caixa a cor-de-rosa encontram-se os cabeçalhos de texto do formato SEG-Y (EBCDIC, cabeçalho binário, cabeçalho de traço) que fornecem informação sobre a localização correcta dos bytes. Na caixa verde encontram-se as opções relacionadas com o formato dos dados.

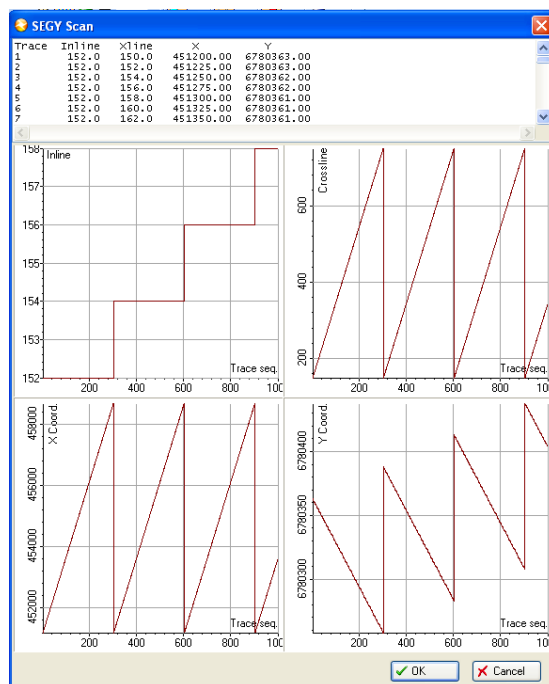


Figura 55 – Scan dos 1000 primeiros traços dos dados sísmicos para verificar a relação entre traços e inline/crossline e coordenadas X e Y durante a importação da sísmica com formato SEG-Y. Os gráficos representados são: Sequência de traço/Inline (gráfico superior esquerdo), Sequência de traço/Crossline (gráfico superior direito), Sequência de traço/Coordenadas X (gráfico inferior esquerdo) e Sequência de traço/Coordenadas Y (gráfico inferior direito).

4.4 Importação de Dados de Poços

A importação de dados de poços é realizada directamente para uma pasta denominada *Wells* e criada previamente à importação. Dentro desta pasta é possível criar sub-pastas, por exemplo correspondentes a diferentes tipos de poços, em ordem a organizar o projecto (Figura 56).

O processo de importação de poços é sequencial e dividido em três grandes passos (Schlumberger, 2008):

1. Importação de *Well Heads*: ficheiro contendo a posição do topo da cabeça de poço, do seu comprimento (em MD¹³) e nome do poço; opcionalmente é possível definir à partida o símbolo correspondente ao tipo de poço;

¹³ *Measured Depth* – profundidade do poço medida ao longo do poço. Esta distância é calculada de ponta a ponta, ao longo do trajecto do poço. No caso do poço ser vertical, MD é igual a TVD (*True Vertical Depth*).

2. Importação do trajecto do poço: se o poço não é vertical, um ficheiro contendo o desvio em relação à vertical tem de ser importado, de modo a obter uma correcta localização do poço em profundidade;
3. Importação de *Logs*: diferentes tipos de diagrfias podem ser importadas, após se importar correctamente a localização espacial do poço em profundidade (cabeça do poço e trajecto do poço).

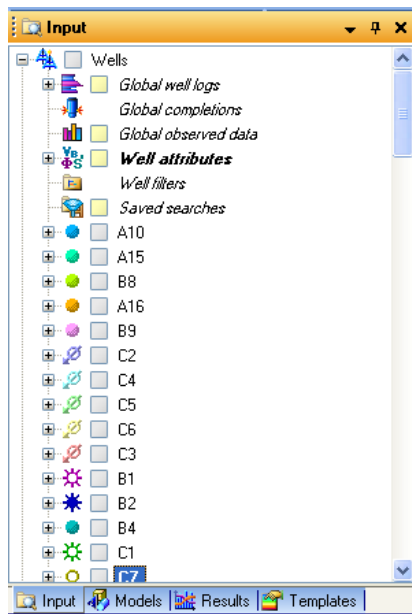


Figura 56 - Painel de Exploração com o separador *Input*. Aqui encontram-se as pastas e subpastas onde são guardadas as informações relacionadas com os dados de poços importados.

Após o processo de importação estar concluído, deve-se realizar cuidadosamente o controlo de qualidade dos dados importados e para isso é possível fazer a visualização dos dados de poço numa janela 3D (Figura 57) onde, para além de se poder verificar o trajecto do poço, é ainda possível proceder à visualização dos *logs* importados.

Os dados de poços são medidos em profundidade (normalmente em metros ou pés) e para a sua correcta visualização em tempo (no mesmo domínio que os dados de sísmica de reflexão multi-canal) é necessário construir uma relação tempo-profundidade. Os *check shots* são um tipo de dados de poço a partir dos quais é possível obter essa relação. *Check shots* são pares de tempo-profundidade para um poço, por análise da chegada da primeira onda sísmica a diferentes profundidades. São usados para se obter uma relação tempo-profundidade para o poço onde foram realizados e são a melhor fonte de dados tempo-profundidade para criar sismogramas sintéticos, e consequentemente para obter uma boa calibração dos dados de sísmica com os dados de poço. A

importação deste tipo de dados é normalmente posterior à importação dos *logs* para cada poço, e pode ser feita com um ficheiro para cada poço, individualmente, ou como um ficheiro comum para todos os poços.

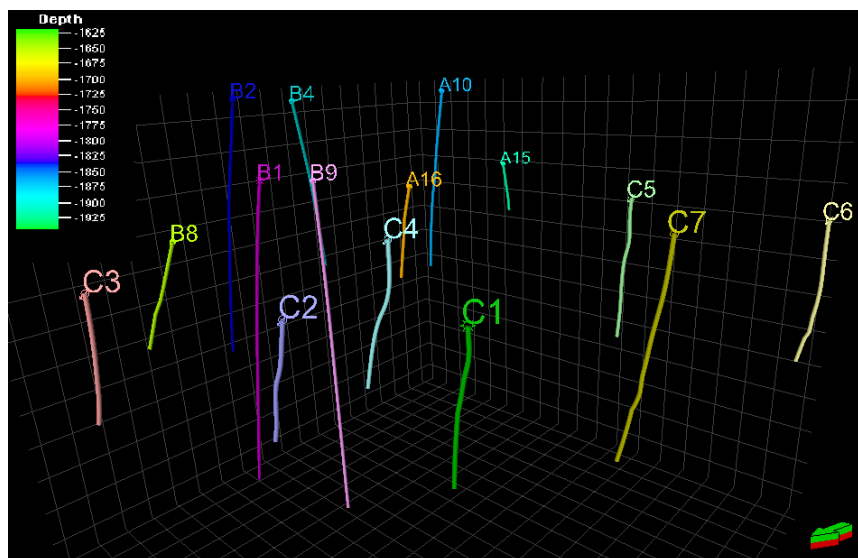


Figura 57 – Exemplo de poços importados no âmbito desta tese, inseridos no cubo 3D.

Outro aspecto importante na importação de poços para qualquer *software* de interpretação é a definição do *datum* (ou profundidade de referência) para cada poço. Dependendo do *software*, as coordenadas abaixo do nível médio do mar podem ser negativas ou positivas. No *Petrel* 2010.2 consideram-se valores positivos todos os pontos que estiverem abaixo do *datum* de referência, normalmente o nível médio da água do mar (*MSL* – do inglês *Mean Sea Level*).

4.5 Interpretação e Cartografia de Horizontes e a sua Calibração com Dados de Poços.

A interpretação dos reflectores sísmicos principais, correspondentes às principais descontinuidades estratigráficas, pode ser feita tanto numa janela 3D como em secções verticais individuais utilizando janelas de interpretação.

Actualmente e com o desenvolvimento de algoritmos estáveis e rápidos, a forma mais comum de interpretação sísmica preliminar é usando ferramentas de interpretação automáticas, vulgarmente designadas por ferramentas de *autotracking*. Estas

ferramentas são guiadas espacialmente através de determinados parâmetros que procuram continuidades laterais nos valores de amplitude. Utilizando este tipo de ferramentas o processo manual de interpretação sísmica é muito facilitado, uma vez que, dependendo da qualidade dos dados, é apenas necessário seleccionar um pequeno número de sementes ao longo de um reflector sísmico para a sua interpretação.

Existem quatro ferramentas de interpretação disponíveis no *Petrel* 2010.2 (Schlumberger, 2008):

1. *Seeded 2D Autotracking* – colocação de uma única semente num determinado reflector sísmico sendo a interpretação feita automaticamente ao longo desse reflector, para uma secção sísmica vertical, enquanto os critérios de *autotracking* definidos forem respeitados;
2. *Seeded 3D Autotracking* – colocação de uma semente num determinado reflector sísmico sendo a interpretação feita automaticamente ao longo desse mesmo reflector, nas três direcções do espaço, enquanto os critérios de *autotracking* forem respeitados;
3. *Guided Autotracking* – colocação de várias sementes ao longo de um reflector e a ferramenta de interpretação irá encontrar o melhor caminho entre as sementes colocadas. Este modo de interpretação permite um maior controlo, quando comparada com a interpretação realizada exclusivamente através de ferramentas automáticas;
4. *Interpretação Manual* – esta é a ferramenta adequada quando se pretende realizar uma interpretação segundo o método clássico. A interpretação é feita através de uma interpolação linear entre pontos seleccionados pelo intérprete. Este é o método de interpretação preferencial em áreas onde os reflectores sísmicos não são muito contínuos, ou em áreas onde a sísmica é de má qualidade ou de geologia muito complexa.

Seleccionado o modo mais conveniente de interpretação, de acordo com o tipo de dados, e dispondo de uma janela de interpretação para facilitar o processo, pode-se começar a interpretar os horizontes alternando entre *inlines* e *crosslines*, de modo a construir uma grelha de interpretação 3D. De modo a calibrar a interpretação sísmica, correlacionam-se os reflectores sísmicos interpretados com os topos de formações (*well tops*) de cada poço, quando disponíveis (Figura 58 e Figura 59).

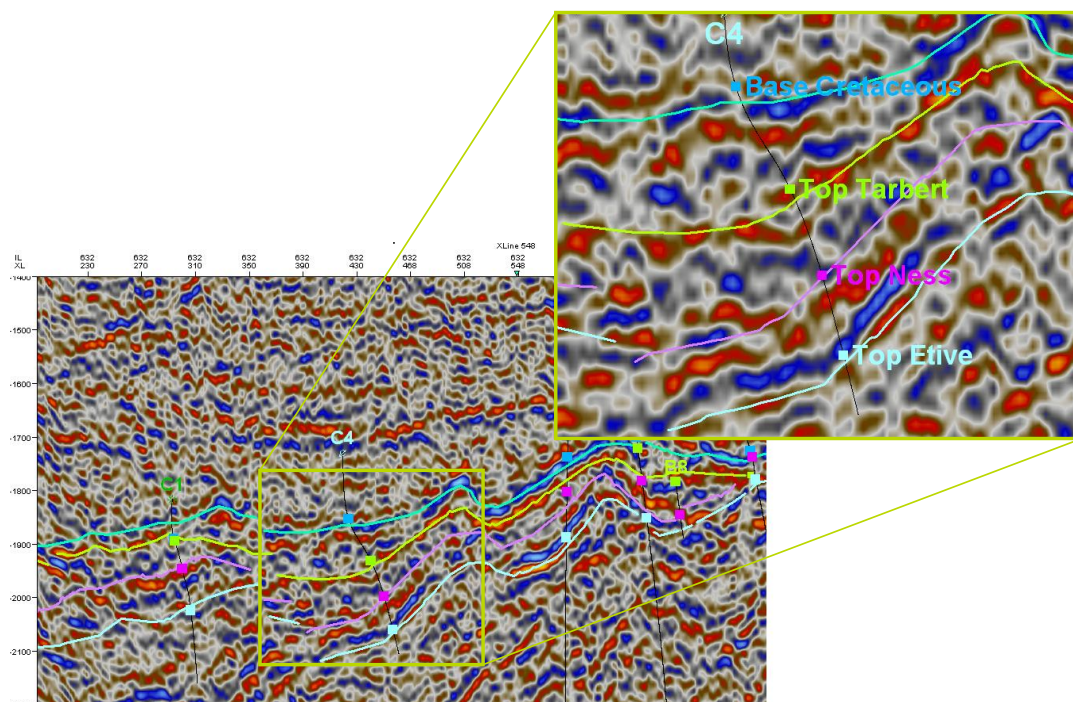


Figura 58 – Exemplo de uma secção sísmica com quatro horizontes interpretados no âmbito deste trabalho. Projecção de poços na secção sísmica e ampliação de um poço onde é possível distinguir cada topo individualmente de modo a correlacionar com os dados de reflexão sísmica.

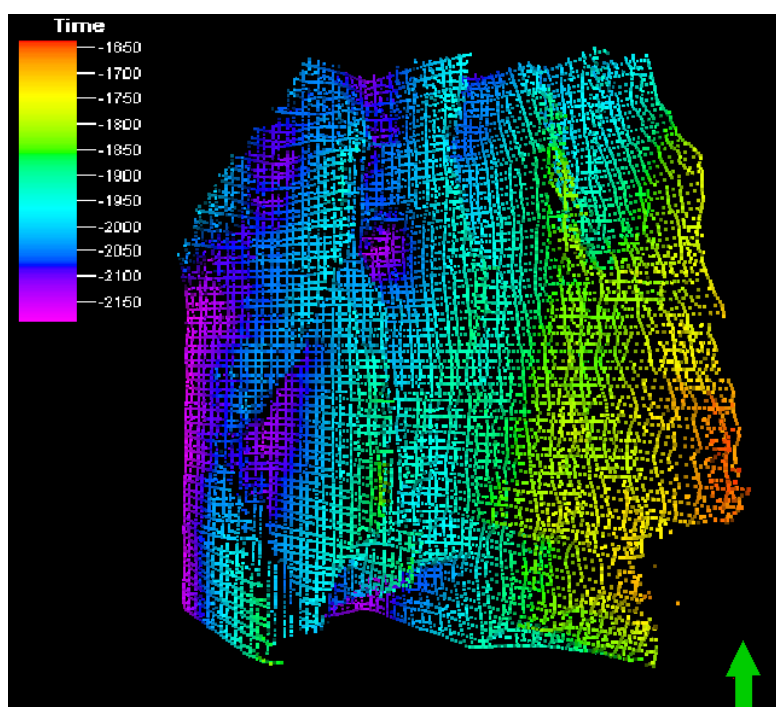


Figura 59 – Exemplo de grelhas de interpretação criadas a partir da interpretação em secções verticais (*inline* e *crossline*) com espaçamento de 5 linhas

Para se obter uma base para interpretação de uma grelha regional devidamente calibrada pela informação proveniente dos dados de poços, parte-se muitas vezes de uma secção sísmica que atravessa a localização de todos os poços existentes (*Well Section Fence*; ver Secção 5.1).

A parametrização correcta das ferramentas de *autotracking* permite otimizar o resultado deste tipo de ferramentas. Esta configuração deve ser escolhida individualmente para cada horizonte interpretado, devido à variação espacial da qualidade dos dados de reflexão sísmica e características das propriedades dos reflectores.

As opções disponíveis localizam-se na caixa de diálogo do horizonte pretendido e consistem em:

1. Interpretação – para controlo da ferramenta de *autotracking*, tendo em conta a continuidade lateral dos valores de amplitude;
2. Geometria – permite controlar como a procura da continuidade dos valores de amplitude é realizada: apenas na direcção horizontal ou com um ângulo de tolerância em relação à horizontal;
3. Restrições – quando existe a necessidade de usar um polígono como fronteira para a expansão dos resultados da ferramenta de *autotracking*;
4. *Wavelet* – os pontos interpretados automaticamente estão correlacionados com determinados parâmetros da forma da onda;
5. Co-volume – é possível condicionar o *picking* automático utilizando um cubo sísmico diferente, onde a continuidade dos reflectores seja realçada, por exemplo, por atributos, como informação secundária.

Após a construção de uma grelha de interpretação exclusivamente a partir da interpretação de *inlines* e *crosslines*, recorre-se geralmente a uma ferramenta de interpretação automática 3D (*3D Track*). Segundo os critérios previamente apresentados, esta ferramenta permite interpretar o espaço não interpretado através do processo secção-a-secção, estendendo deste modo a interpretação a toda a área de estudo (Figura 60).

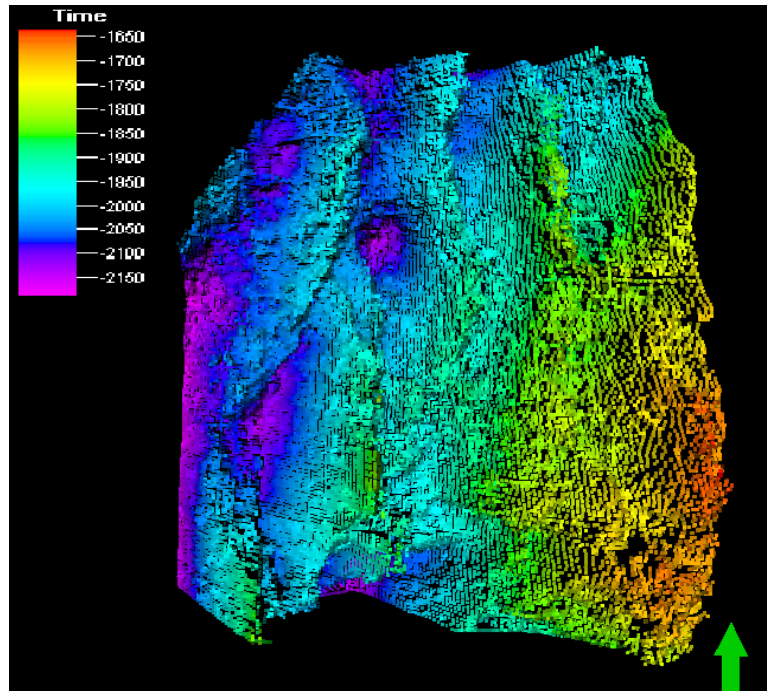


Figura 60 – Exemplo de resultado final da interpretação automática 3D (com a ferramenta *3D Track*) de um horizonte em estudo.

4.6 Interpretação Estrutural e Cartografia das Falhas

Existem duas formas principais de interpretar falhas no *Petrel* 2010.2 (Schlumberger, 2008):

- Interpretação clássica em secções verticais de reflexão sísmica;
- Por modelação das falhas directamente na janela 3D utilizando o processo *Fault Modeling*.

A vantagem de usar directamente o processo de modelação das falhas é que, depois de terminado, o resultado está pronto para ser inserido na grelha do modelo do reservatório. Contudo, o intérprete é forçado, à medida que interpreta as falhas, a resolver problemas no que diz respeito à hierarquia destas e proceder à sua conexão durante a interpretação. Esta problemática será detalhada na Secção 4.7.1.

No método de interpretação clássica, os segmentos de falha são interpretados directamente sobre as secções sísmicas (Figura 61). À medida que se interpretam as falhas, em secções consecutivas, a superfície de falha é automaticamente construída através do método de triangulação (Schlumberger, 2008). Um segmento pode ter um

número muito grande de pontos e aquando a triangulação, os segmentos adjacentes a outros são ligados para criar uma única superfície de falha (Figura 62).

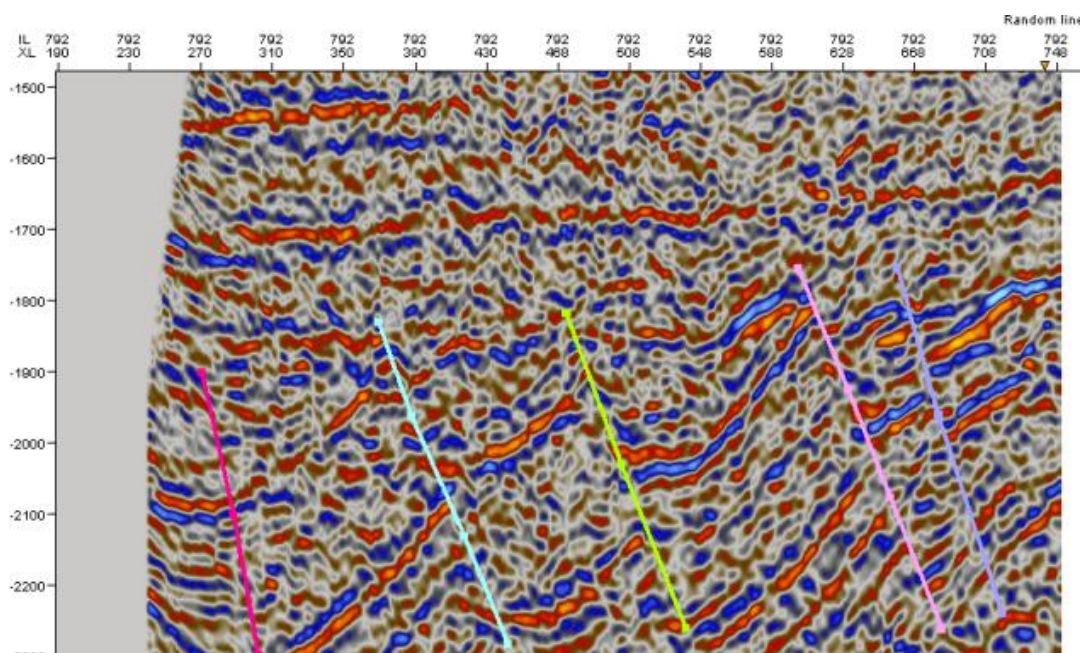


Figura 61 - Exemplo de uma secção sísmica vertical com as respectivas falhas devidamente interpretadas.

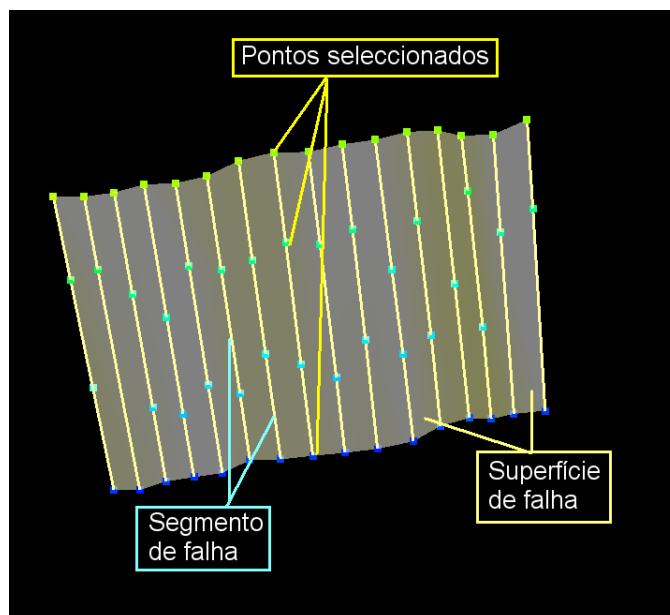


Figura 62 - Representação de uma falha onde se podem visualizar os pontos seleccionados de interpretação que formam os segmentos de falha, e a superfície de falha criada através dos métodos de triangulação existentes no *Petrel 2010.2*.

4.7 Modelação Estrutural

A modelação estrutural no *Petrel* 2010.2 compreende três etapas: modelação de *Key Pillars*, o processo *Pillar Gridding* e a modelação dos Horizontes, Zonas e Camadas. O resultado destas três operações é a criação de um modelo estrutural em três dimensões (Schlumberger, 2008).

A modelação de falhas inicia-se com a criação de pilares de falhas, designados por *Key Pillars*, e que podem ser descritos como sendo linhas que definem a inclinação e a forma das superfícies das falhas. Os *Key Pillars* são gerados com base na interpretação prévia de dados de reflexão sísmica ou em dados provenientes de outras fontes e importados como superfícies de falhas, *fault sticks*, polígonos de falha e mapas estruturais. Este processo é realizado de forma manual e interactiva numa janela 3D.

Após a correcta modelação das falhas, executa-se o processo *Pillar Gridding*. Deste processo resulta a extensão espacial do modelo assim como a definição da forma das células (em 2D nas direcções *i*, *j*) do modelo 3D. O *Pillar Gridding* é constituído por pilares que se localizam nos nós do modelo 3D final. A forma de cada célula é definida através das falhas modeladas previamente e do conhecimento geológico que se possua *a priori* do reservatório. Assim, sempre que se tenham indicações sobre o tipo de falhas existentes, selantes ou abertas, e sobre alguma tendência estrutural dos compartimentos do reservatório, estes devem ser inseridos nesta fase.

Os últimos passos da modelação correspondem à inserção dos horizontes no modelo e à criação de Camadas de menores dimensões entre os horizontes. Esta definição das Camadas irá controlar a resolução vertical do modelo (dimensão mínima da célula na direcção *k*) do reservatório e deve reflectir o conhecimento que se possua sobre o sistema deposicional da área de estudo.

4.7.1 Modelação de Falhas

A modelação das falhas é um processo que tem por base a interpretação estrutural de dados de reflexão sísmica, realizada previamente, ou através da importação de polígonos de falhas, mapas estruturais e *fault sticks*¹⁴. O propósito deste passo na

¹⁴ *Fault Sticks* são linhas que descrevem a inclinação da falha e são definidos com base na interpretação sísmica.

modelação é definir a forma da superfície de cada falha, e o modo como estas se ligam entre si, de forma a poderem ser inseridas no modelo de reservatório.

O método clássico para a modelação de falhas no *Petrel* 2010.2, passa por definir um conjunto de *Key Pillars*. Cada *Key Pillar* consiste num conjunto de pontos (2, 3 ou 5 pontos) passíveis de ser editados (Figura 63) permitindo deste modo definir convenientemente a forma da superfície de falha.

Dependendo do número de pontos pertencentes a cada pilar, as falhas são classificadas como verticais, lineares, lítricas e curvas (Figura 64; *Schlumberger*, 2008):

- Falha vertical – Formada por dois pontos (topo e base), a superfície de falha é plana e vertical;
- Falha linear – Formada por dois pontos (topo e base), a superfície de falha é sempre inclinada. Na maior parte dos casos é o melhor tipo de falha a usar;
- Falha lítrica – Formada por três pontos (topo, ponto médio e base). Cada um dos pontos pode ser editado separadamente de forma a se obter uma configuração lítrica;
- Falha curva – Consiste em cinco pontos e é usada para definir uma superfície de falha curva ou em forma de “S”.

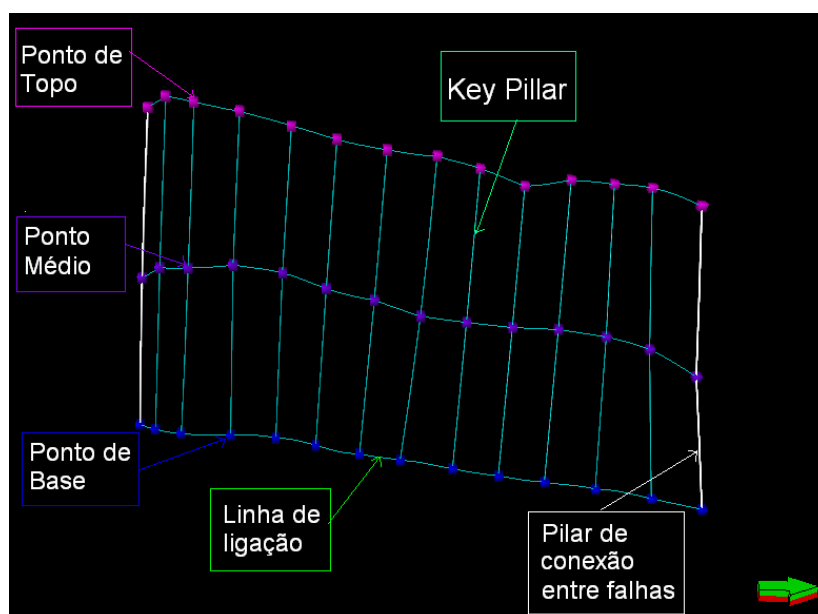


Figura 63 - Falha modelada através da criação e edição de *Key Pillars*. Neste exemplo cada *Key Pillar* é formado por três pontos: topo, meio e base. É nestes pontos que são ligadas as grelhas criadas durante o processo de *Pillar Gridding*. Destaque para o pilar de cor cinzenta que serve de pilar de ligação a outras falhas.

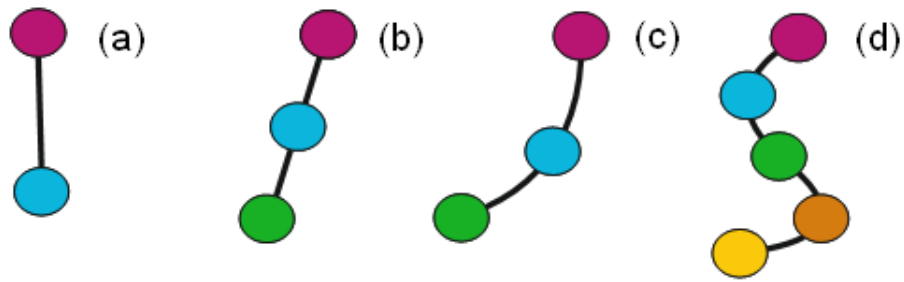


Figura 64 - Tipos de falhas disponíveis no *Petrel* 2010.2 (*Schlumberger*), dependendo do número de pontos e a forma como se apresentam: (a) falha vertical, (b) falha linear, (c) falha lítrica, (d) falha curva.

Após a conversão das falhas provenientes da interpretação em falhas modeladas (ou em *Key Pillars*) é aconselhado fazer um controlo de qualidade através da comparação da superfície das falhas modeladas com secções sísmicas do cubo sísmico original (Figura 65), ou com a informação original a partir da qual as falhas foram modeladas.

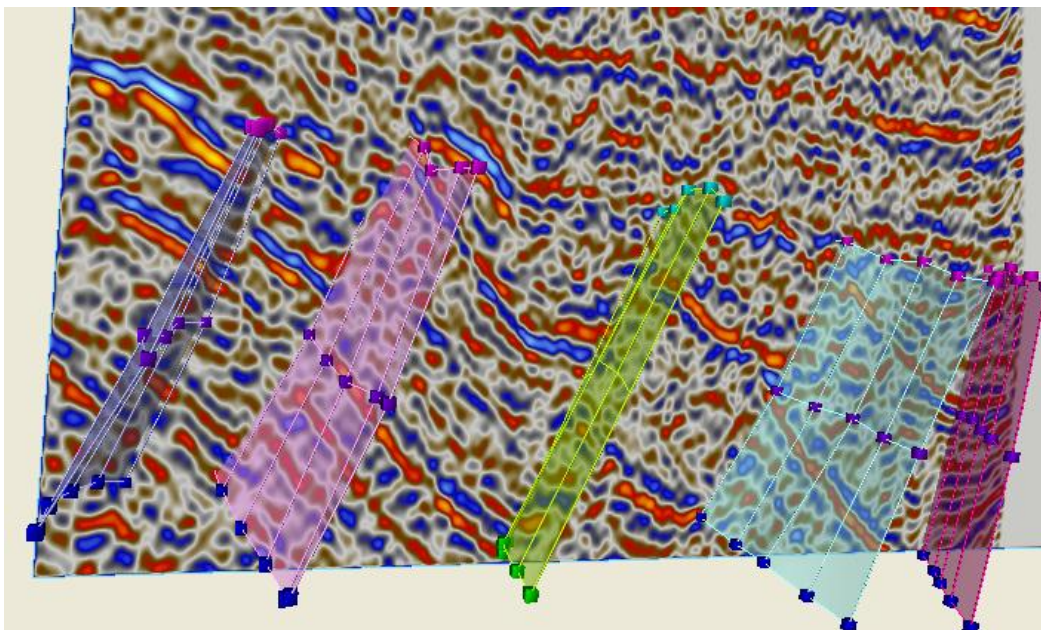


Figura 65 - Janela de visualização 3D com uma secção sísmica vertical e exemplos de falhas interpretadas a serem modelizadas tendo por base a interpretação das falhas directamente sobre os dados de reflexão sísmica. Trata-se de uma das secções interpretadas neste trabalho (ver Capítulo 5).

A edição de cada ponto pertencente a um *Key Pillar* é feita através da ferramenta esquematizada na Figura 66. Esta ferramenta permite a deslocação de cada ponto do pilar de duas formas distintas: o cilindro move-se ao longo de uma tangente em relação

ao ponto, enquanto que o plano se move nas três dimensões do espaço. Por sua vez, ao se seleccionar o *Key Pillar* ao invés dos dispositivos, é possível editar todos os pontos desse *Key Pillar*.

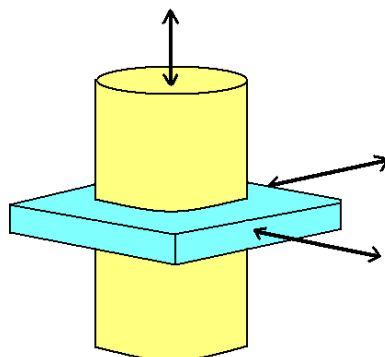


Figura 66 – Ferramenta que permite a edição dos *Key Pillars*. O cilindro move-se ao longo de uma linha tangente vertical ao ponto seleccionado e o plano move-se nas duas direcções do espaço ao longo de um plano horizontal.

O número de *Key Pillars* por falha é definido dependendo do tamanho da falha original e do grau de definição com que se pretende modelar a falha. Normalmente, define-se um espaçamento mínimo entre cada *Key Pillar* para que a superfície original da falha seja devidamente representada.

Para a conexão de duas falhas poderá ser necessário adicionar *Key Pillars* aos já existentes. Este novo *Key Pillar* deve garantir que ambas as falhas a conectar mantenham a mesma geometria e forma. A conexão de falhas que se encontrem próximas ou que se cruzem deve ser feita tendo em conta a geologia estrutural da área de estudo e o conhecimento que se possua das relações genéticas entre as falhas. A conexão das falhas no *Petrel* 2010.2 é importante, particularmente para o processo de criação de uma rede 3D, uma vez que, as falhas servem para guiar a orientação da própria grelha e a existência ou não de compartimentos dentro do reservatório (Figura 67). Falhas muito próximas não conectadas entre si também originam muitas vezes problemas posteriores na modelação do reservatório e na criação da rede 3D, uma vez que são criadas células com dimensões muito reduzidas (*Schlumberger*, 2008).

Após o processo de modelação dos *Key Pillars* estar concluído, as superfícies das falhas devidamente modeladas e as falhas conectadas, é importante fazer a visualização dos dados em conjunto para se verificar se existe consistência na interpretação estrutural dos dados. Sempre que existam inconsistências, deve-se fazer uma nova edição dos pilares correspondentes.

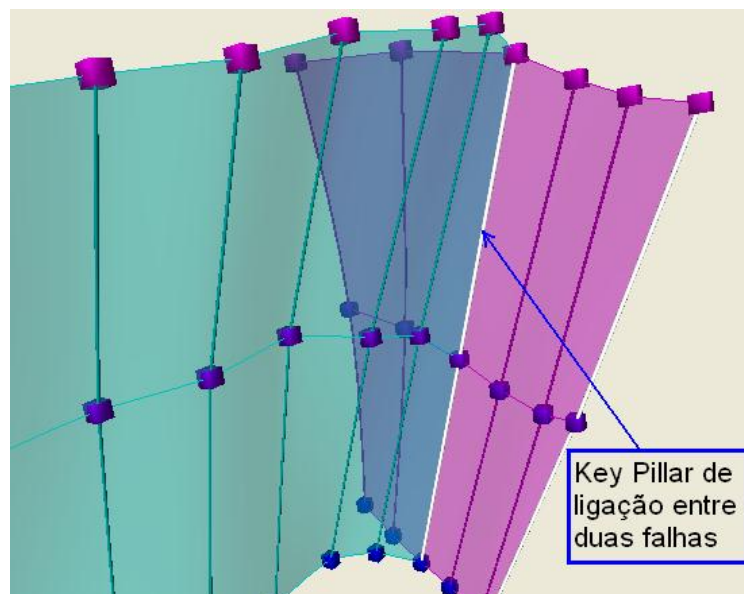


Figura 67 – Exemplo de duas falhas que se conectam e são editadas para apresentarem um *Key Pillar* comum.

4.7.2 *Pillar Gridding*

O *Pillar Gridding* é o processo através do qual é criado o “esqueleto” da *grid* 3D, constituído numa fase inicial por três grelhas do tipo 2D. Estas grelhas localizam-se no topo, ponto médio e base, de cada *Key Pillar* construído no passo anterior de modelação (Secção 4.7.1).

Durante o processo de *Pillar Gridding*, utiliza-se a grelha 2D do ponto médio por forma a criar células que respeitem o tamanho e a orientação pretendidos. Esta deformação deve seguir a orientação e a forma das falhas modeladas anteriormente.

A modelação das células é automaticamente estendida às grelhas 2D do topo e base. Apenas quando concluído este processo, se incorporam as superfícies correspondentes aos horizontes, permitindo desta forma que, sempre que haja uma actualização de horizontes e/ou *well tops*, não seja necessário repetir este passo (Schlumberger, 2008).

O processo de *Pillar Gridding* é um processo lento e detalhado e é realizado numa janela de visualização 2D. Este processo inicia-se com a delimitação da área de estudo através de um polígono que a englobe (Figura 68).

Durante este processo, e de forma a alterar a geometria das células do modelo, é necessário incorporar “*Tendências*” e “*Direcções*” ao longo de falhas e/ou linhas que constituem a grelha. O propósito deste passo é criar células de dimensões mais ou

menos regulares, modificando o tamanho de cada célula de modo a orientar as células paralelamente às direcções das falhas.

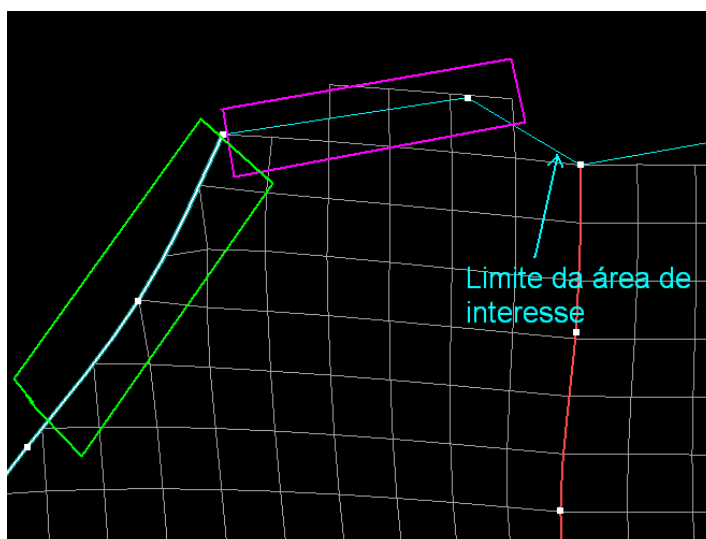


Figura 68 – Fase inicial do processo de *Pillar Gridding* com a criação do polígono delimitando a área de interesse. O polígono pode ser criado com base numa falha (rectângulo verde), ou desenhado pelo utilizador (rectângulo rosa).

Definem-se *Direcções* (j na direcção N-S e i na direcção E-W) sempre que as células são orientadas com base na orientação das falhas pré-existentes, e *Tendências* (j na direcção N-S e i na direcção E-W) sempre que se pretenda orientar a direcção das células, tendo como informação base a própria grelha. A definição de *Direcções* e *Tendências* são também utilizadas para compartimentar o modelo do reservatório. Caso uma falha não seja utilizada para definir uma direcção preferencial na grelha, esta falha é denominada por “*Arbitrária*” (Figura 69).

O resultado deste processo é a definição da geometria final das células do modelo nas três grelhas do esqueleto (topo, ponto médio e base; Figura 70).

4.7.3 Modelação Vertical de Horizontes, Zonas e Camadas

O último passo na criação de um modelo de reservatório é na realidade constituído por três processos aplicados em sequência, e dos quais resulta a construção de um modelo constituído por células com extensão nas três direcções do espaço, que podem posteriormente ser populadas por propriedades físicas do reservatório.

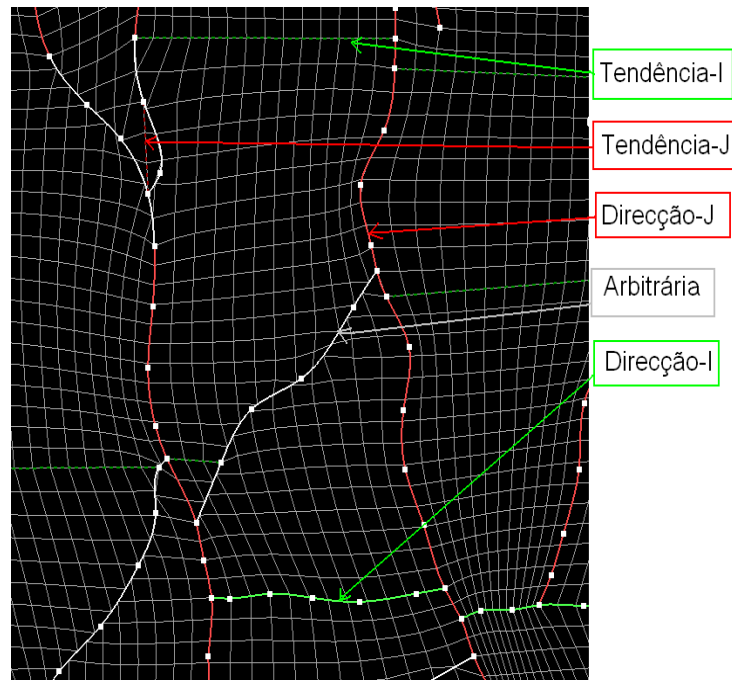


Figura 69 - Visualização de uma zona da grelha de pilares, com destaque para a definição de várias tendências e direcções incorporadas na grelha, de forma a garantir um tamanho de célula uniforme em toda a área do reservatório.

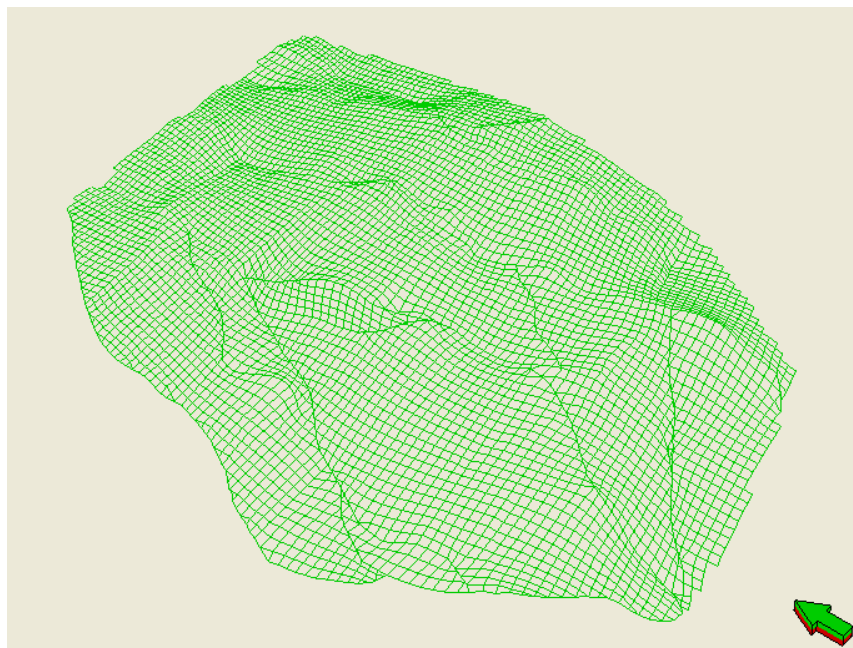


Figura 70 - Exemplo de um esqueleto (ponto médio).

As superfícies correspondentes aos horizontes provenientes, por exemplo, da interpretação sísmica ou de dados de poço, devem respeitar o modelo estrutural

previamente modelado. O processo *Make Horizons* permite a introdução de horizontes na grelha 2D (até agora construída apenas pelo esqueleto no topo, ponto médio e base das falhas modeladas), e as superfícies correspondentes aos horizontes são interactivamente truncadas e re-projectadas de acordo com a configuração das falhas (*Schlumberger*, 2008).

A caixa de diálogo do processo *Make Horizons* deve ser configurada de acordo com o conhecimento geológico prévio que se possua da zona de reservatório. Neste processo devem ser inseridas as superfícies correspondentes de cada horizonte e escolher qual o tipo de configuração entre si (*Schlumberger*, 2008), (Figura 71 e Figura 72):

- Erosivo: a superfície de erosão trunca todos os horizontes subjacentes;
- Concordante: os horizontes definidos por este tipo são truncados por qualquer superfície;
- Descontínuo: os horizontes sobre a superfície descontínua terminam em *onlap* nesta, enquanto que os horizontes sob esta superfície são truncados;
- Base: as superfícies terminam em *onlap* sobre uma superfície base.

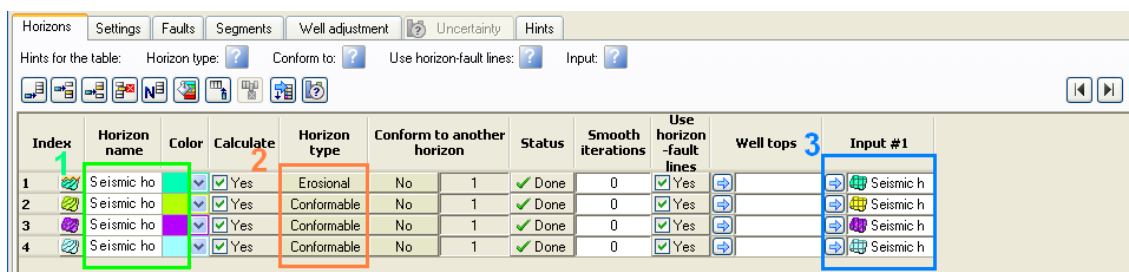


Figura 71 - Caixa de diálogo do processo *Make Horizons*. No campo 1 insere-se os horizontes pretendidos, no campo 2 o tipo de horizontes e no campo 3 as superfícies correspondentes aos horizontes seleccionados.

Após as superfícies correspondentes de cada horizonte serem introduzidas no modelo de reservatório, é necessário executar os processos para a criação de Zonas e Camadas. É possível definir Zonas no interior da zona de reservatório, em intervalos estratigráficos acima, entre e abaixo dos horizontes inseridos no processo anterior, correspondendo a cada zona uma alteração da litologia. As Zonas são tipicamente criadas com base em dados de isócronas, ou através da definição de um valor constante de espessura, ou construídas a partir de horizontes existentes.

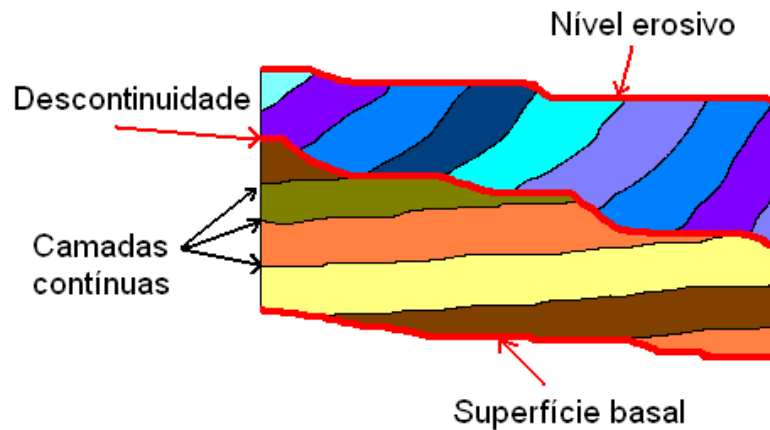


Figura 72 - Esquema ilustrativo dos diferentes tipos de horizontes que podem ser seleccionados no *Petrel* 2010.2 no processo *Make Horizons*.

O passo para a criação de Camadas permite definir a resolução vertical do modelo estrutural do reservatório. Só após a execução deste processo existe uma verdadeira grelha 3D. No processo de formação de Camadas apenas se faz a optimização da resolução da grelha do modelo, não sendo necessário importar dados neste processo. Pode-se definir a resolução vertical da rede por configuração do número de células e respectiva espessura (*Schlumberger*, 2008). As camadas devem ser definidas com base nas propriedades a ser modeladas (Figura 73).

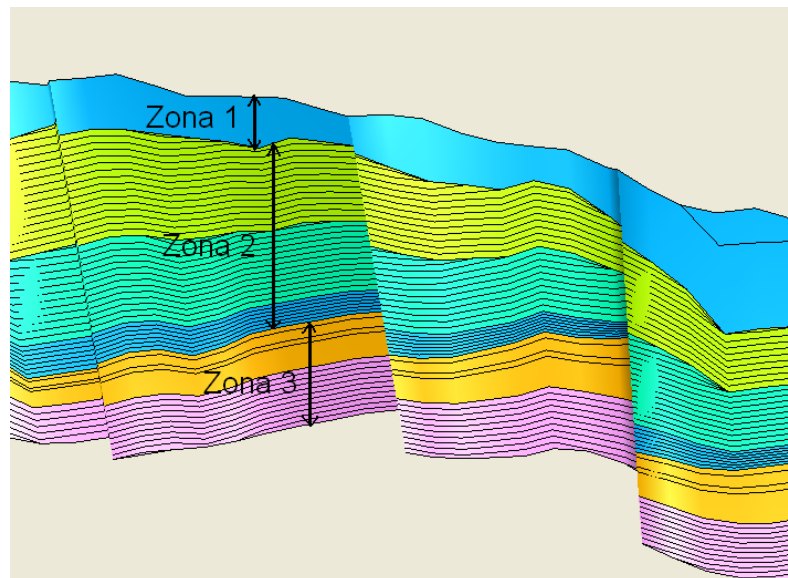


Figura 73 - Secção ao longo do modelo do reservatório em estudo com a distribuição das três Zonas estudadas (Zona 1 – do Cretácico ao Top Tarbert; Zona 2 – do Top Tarbert ao Top Ness; Zona 3 – do Top Ness ao Topo Etive). Dentro das Zonas 2 e 3 pode-se ainda visualizar as diferentes camadas criadas com base nas propriedades a ser modeladas (ver Capítulo 5).

4.8 Construção de um Modelo Geológico na Zona de Reservatório

4.8.1 Upscale dos Dados de Poço

Antes de se proceder a qualquer tipo de modelação petrofísica do reservatório deve-se executar o processo de *upscale*, isto é, popular as células atravessadas pelo trajecto de um poço, com um valor obtido com base nos dados de poços existentes. O objectivo deste processo é re-amostrar os *logs*, com grande resolução vertical, para as células definidas na rede 3D, com uma resolução vertical bastante menor (*Schlumberger*, 2008).

Primeiro seleccionam-se os poços a serem *up scaled*, e as diagrfias que se pretendem usar no processo. Deve então seleccionar-se o método de cálculo para a alteração de escala (*aritmético, geométrico, harmónico, mínimo e máximo*), considerando os *logs* como linhas ou pontos e o método de escolha das células que entra no cálculo (*simples, através das células ou por células vizinhas*).

Existem vários métodos disponíveis no *Petrel* 2010.2 (*Schlumberger*) para o cálculo da alteração da escala (ou cálculo da média):

- Aritmético: tipicamente usada para variáveis de adição, propriedades como porosidade e saturações;
- Harmónico: este tipo de método apresenta bons resultados quando os *logs* possuem uma distribuição normal, ou próxima da normal. Frequentemente, utiliza-se este método para a permeabilidade, pois esta propriedade é sensível a valores baixos. O método não é definido por valores negativos;
- Geométrico: A média geométrica é sensível a valores baixos que possuem boa influência nos resultados. Normalmente fornece uma boa estimativa de permeabilidade, caso não exista uma correlação espacial entre as amostras e a propriedade a ser usada apresente uma distribuição normal. Não é definido por valores negativos;
- Mínimo/Máximo: a célula é populada com o valor mínimo ou máximo da porção de dados que atravessa a célula.

Para este processo podem-se considerar os *logs* como linhas ou pontos. Considerando os *logs* como pontos, todas as amostras dentro de uma célula serão

utilizadas para o processo de alteração da escala. Se não existem pontos dentro de uma célula esta não terá nenhum valor. Caso os *logs* sejam tratados como linhas, valores de amostras fora da célula serão levadas em conta no cálculo da alteração de escala, se o ponto médio entre a amostra e o interior da célula se encontra na célula, sendo cada amostra utilizada no cálculo da média.

Existem três métodos disponíveis para o tipo de cálculo do valor que irá popular a célula: simples, através das células, ou considerando as células vizinhas. No primeiro caso, a todas as células penetradas pelo poço é atribuído um valor, mesmo que apenas um pequeno canto da célula seja atravessado. No método através da célula, uma célula só é populada com valores de um determinado *log*, se, duas paredes de células em posições opostas forem atravessadas pelo trajecto do poço. No caso de células vizinhas, qualquer célula atravessada pelo trajecto do poço é populada com um valor (tal como no método simples); contudo, neste último método, as células vizinhas da célula em que se está a proceder ao cálculo, entram nesse mesmo cálculo (Figura 74; Schlumberger, 2008).

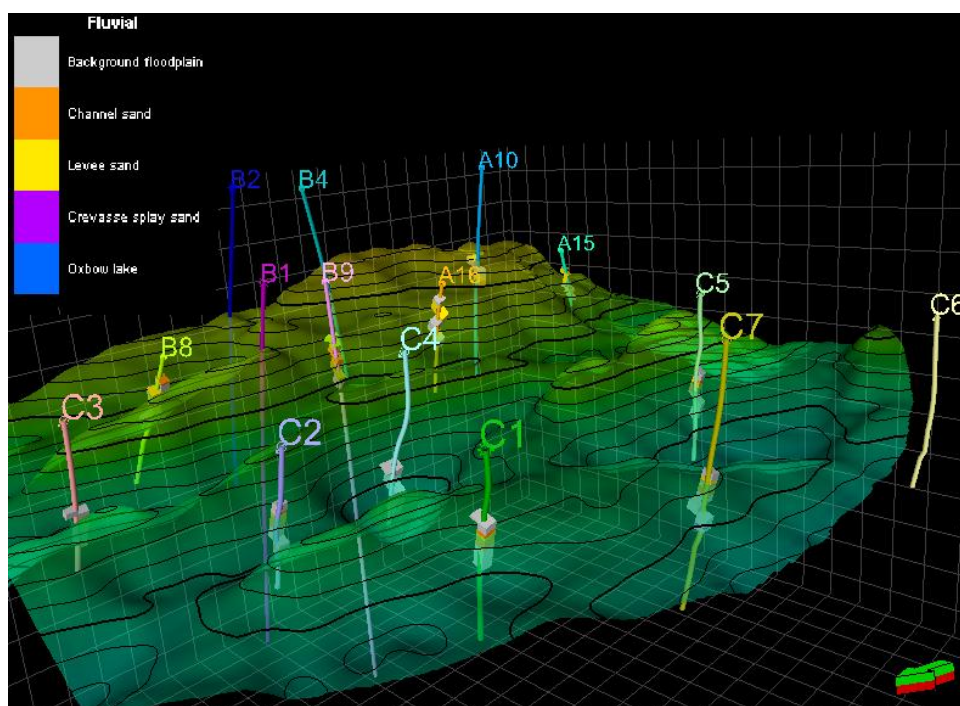


Figura 74 - Distribuição dos poços na superfície Topo Ness. De notar que cada poço (com excepção dos poços C6, B1 e B2) apresenta o *upscale* de um *log*, neste caso de fácies fluviais.

Depois do *upscale* dos *logs* é necessário fazer um controlo da qualidade do *log*, de modo a verificar se o valor com o qual a célula foi populada representa o valor original

dos dados de *log* (Figura 75). Muitas vezes, durante o processo de *upscaling*, existe uma suavização dos valores de um determinado *log*. Nesses casos é preciso comparar os resultados obtidos com o processo de *upscale*, com os valores do *log* original. A suavização de uma determinada propriedade (por exemplo, porosidade) pode traduzir-se num mau modelo, em particular quando se pretendem conservar os valores extremos da distribuição da propriedade original.

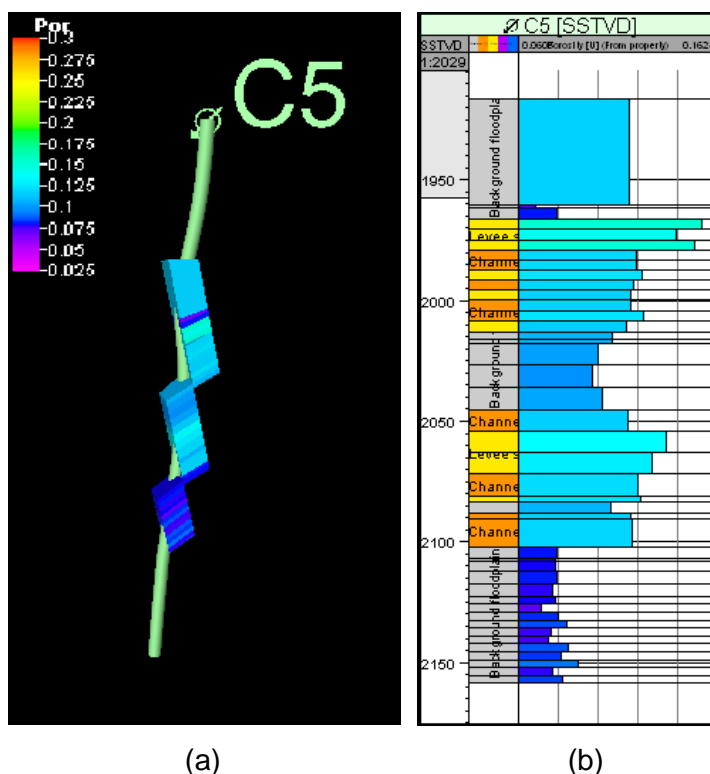


Figura 75 – (a) Poço C5 com o *log* da permeabilidade após o processo de *upscale* usando o método de células vizinhas; (b) Coluna estratigráfica do poço C5 onde é possível comparar o *log upscaled* como resultado obtido na imagem (a).

Na caixa de diálogo do processo de *upscale* (Figura 76), existe ainda a possibilidade de activar a opção “*Bias to a discrete log*”. Esta opção é utilizada para fazer o *upscale* de *logs* contínuos utilizando um *log* de dados discretos como tendência para o processo de *upscale*. Por exemplo, e frequentemente, os *logs* de fácies são utilizados como tendência no *upscale* de *logs* de porosidade, onde apenas os valores de porosidade que correspondem às fácies mais frequentes nas células serão usadas para o cálculo da média (Figura 77).

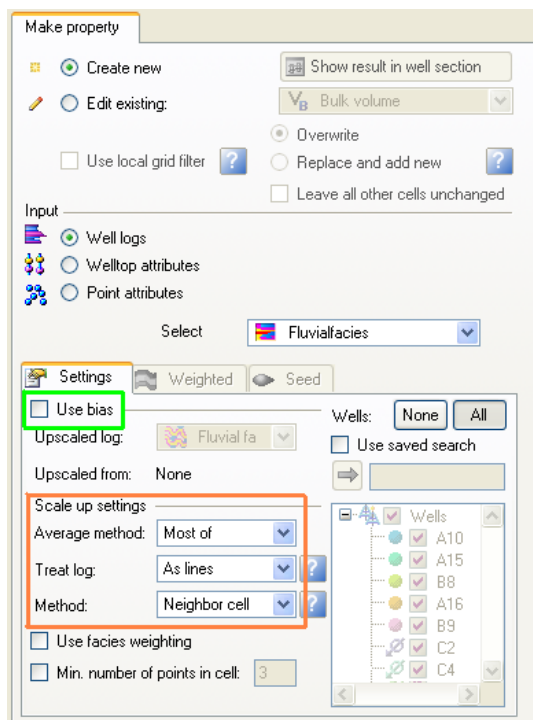


Figura 76 - Caixa de Diálogo do processo *Scale up logs*. Na caixa laranja estão destacadas as opções relacionadas com o método de *upscale*. Activando a opção da caixa verde é possível fazer o *upscaled* de um determinado *log* contínuo utilizando um outro *log* discreto como tendência.

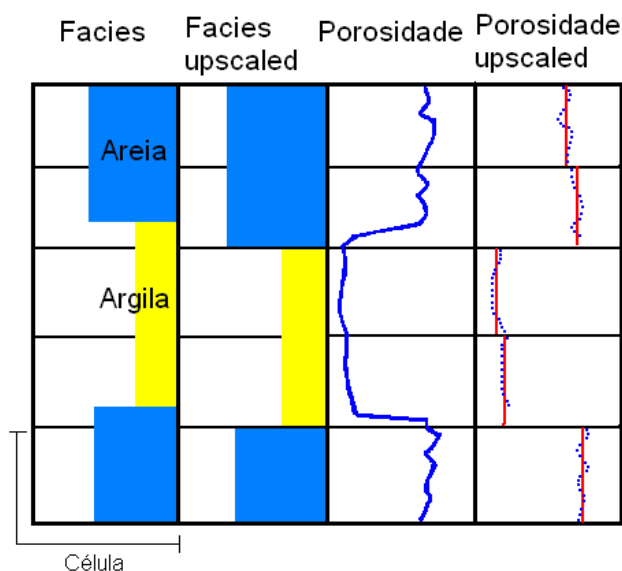


Figura 77 - Diagrama ilustrativo do processo de *upscaled* de dois *logs*, *log* discreto de fácies e um *log* contínuo de porosidade. As duas primeiras colunas mostram respectivamente o *log* fácies original e o *log* resultante do *upscale* para a *grid*. Com o *upscale* do *log*, as células irão apenas representar um tipo de fácies (areia ou argila). As duas colunas seguintes mostram o *log* da porosidade *upscaled* em duas situações distintas: sem a utilização da opção *Bias to a discrete log*, e com a opção *Bias to a discrete log* activada (os pontos azuis são usados para o cálculo da média; Schlumberger, 2008).

4.8.2 Modelação Geométrica

Antes de se iniciar o processo de modelação petrofísica do reservatório é aconselhável realizar um controlo de qualidade à geometria do próprio modelo. Um grupo de processos importantes para a fase de controlo de qualidade do modelo é denominado por *Propriedades geométricas 3D*, que permitem as seguintes funções de cálculo: *Cell Height* (cálculo da altura da célula), *Bulk Volume* (volume da célula), *Depth* e *Above Contact* (profundidade e contacto de fluídos), *Fluvial Facies* (cálculo da distribuição de fácies entre camadas), (Figura 78). Estas propriedades são ainda importantes no cálculo de volumes e em operações matemáticas entre as propriedades petrofísicas (Schlumberger, 2008). Em particular, as funções *Cell Height* e *Bulk Volume* permitem testar o processo de modelação estrutural do reservatório, por exemplo, não podem existir no modelo células com volume negativo (*Bulk Volume*). Sempre que existem células com volume negativo é necessário repetir todo o processo de *Pillar Gridding* (Secção 4.7.2) de modo a corrigir a forma e volume das células.

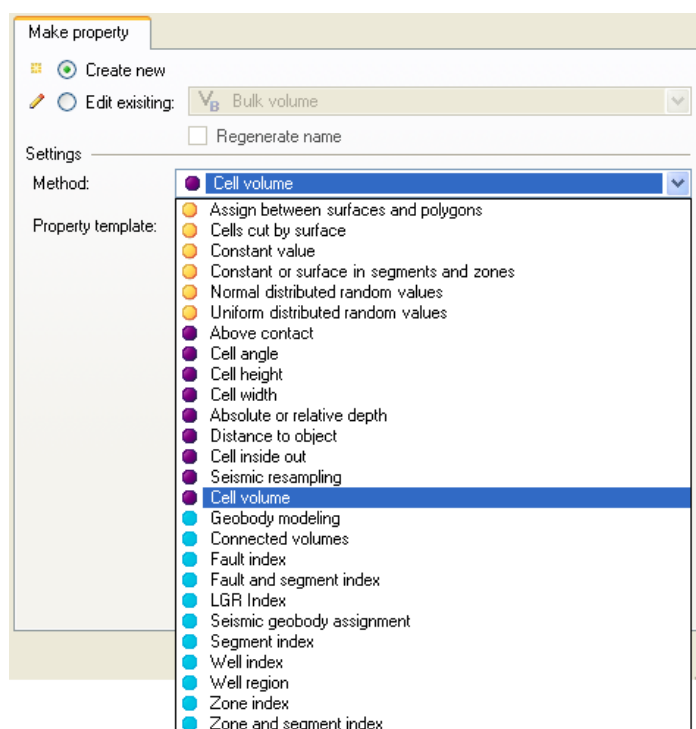


Figura 78 - Caixa de diálogo das propriedades geométricas e exemplo de algumas propriedades que podem ser calculadas para cada célula do modelo.

4.9 Modelação de Fácies

Depois de os *logs* terem sido devidamente importados para o modelo através do processo de *upscale* (Secção 4.8.1), estes servem como dados de base na modelação petrofísica do modelo. A modelação petrofísica pode ser realizada utilizando métodos determinísticos ou estocásticos.

A técnica determinística só deve ser usada quando existe uma grande quantidade de dados em relação à área de estudo, isto é, se existe uma grande quantidade de amostras. O resultado da estimação determinística representa a média dos valores da propriedade estimada.

A técnica estocástica é preferível quando a densidade da amostra é reduzida, quando comparada com a dimensão total da área de estudo. Deste método resultam várias imagens diferentes, uma para cada simulação efectuada, sendo possível através destes métodos aceder à incerteza existente no modelo. A média aritmética dos vários modelos simulados fornece uma imagem semelhante à obtida através dos métodos de estimação determinística. Na modelação de fácies, os métodos estocásticos utilizados no âmbito desta tese foram a Simulação Sequencial da Indicatriz (*Sequential Indicator Simulation* – SIS) e a Modelação de Objectos. A *Krigagem* foi o método de estimação escolhido para a modelação deste reservatório como método determinístico (irá ser apresentado na Secção 5.3; Schlumberger, 2008).

Para a modelação de fácies foi apenas utilizado o método estocástico de Simulação Sequencial da Indicatriz. Este método baseia-se na *krigagem* da Indicatriz, sendo a variável original binarizada, ou dividida em classes, com base num valor de corte para todas as amostras, isto é, a variável simulada (por exemplo, as fácies) vai ser dividida em pertencente, ou não, a um determinado grupo (dividido em canais, *levees*, etc.). Cada grupo é criado através da aplicação de um valor de corte (uma percentagem) determinado pelo utilizador à variável que se pretende simular. Este método de simulação garante que as células ocupadas pelos valores da variável original, através do processo de *upscale*, sejam honradas (Soares, 2006).

As fácies definidas no âmbito desta tese e provenientes dos dados de poço foram (Figura 79):

- Planície de inundação: definida como uma matriz impermeável. Este tipo de fácies representa maioritariamente corpos argilosos;

- Canal arenoso: frequentemente associados a zonas de alta energia, o que permite a deposição de grãos bem calibrados. Por estas razões é considerado ser uma boa localização de reservatórios;
- *Levee* arenoso: deposição amalgamada de material mais grosseiro e argiloso ao longo das margens dos canais;
- *Crevasse Splay*: depósito fluvial sedimentar que se forma quando há uma ruptura do canal e os sedimentos se depositam na planície de inundação.

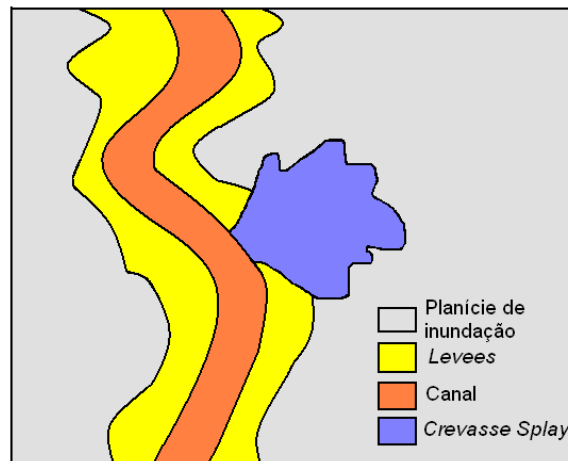


Figura 79 - Diagrama ilustrativo da configuração de um canal, um *levees* e um *crevasse splay*.

A continuação espacial da variável simulada, neste caso, fácies, depende do variograma modelado para esta propriedade (Figura 80). O variograma é uma ferramenta geostática que descreve a variação espacial de uma propriedade, e a sua distância de correlação, por exemplo, no interior de um reservatório (Schlumberger, 2005). Muitas vezes a correlação espacial de uma propriedade não é igual em todas as direcções, ou seja, é anisotrópica. Nestes casos os variogramas escolhidos devem ser orientados nas direcções principais de modo a descrever o melhor possível a variação espacial dessa propriedade (Soares, 2006). Quando se calcula um variograma, o programa procura por pares de dados numa direcção específica, separados por uma certa distância. A distância de pesquisa é dividida em intervalos denominados de *lag*. O variograma experimental a ser modelado deve ser calculado em várias direcções, acabando por ser escolhida a direcção de maior variabilidade espacial. No caso da modelação de reservatórios em que existam dados de poços, deve ainda ser calculado e modelado o variograma vertical para a propriedade em estudo ao longo do trajecto desses mesmos poços.

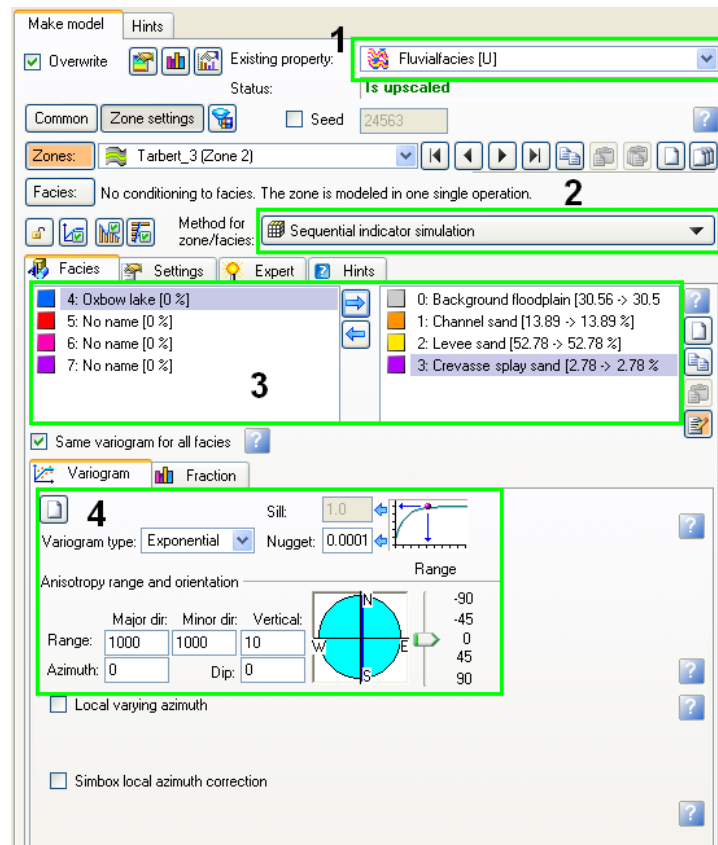


Figura 80 - Caixa de diálogo do processo *Facies Modeling* para o método de Simulação Sequencial da Indicatriz. 1- Escolher de uma propriedade dos dados de poço já inseridos no modelo (*upscaled*); 2 – Seleccionar o método de modelação (SIS); 3 – Seleccionar o tipo de fácies; 4 – Especificar os parâmetros do modelo de variograma a utilizar, orientação e amplitude.

A modelação de um objecto é um método estocástico de modelação geoestatística multi-ponto (do inglês *multi-point statistics*) onde se simula uma propriedade, neste caso, a distribuição de fácies, tendo por base uma imagem de referência com formas definidas através de um conhecimento *a priori*. A simulação de fácies, neste caso, é condicionada por um modelo teórico de distribuição espacial dos elementos deposicionais. Podem-se, por exemplo, escolher as formas e dimensões dos canais e *levees* para a construção da imagem de referência, sendo esta construída muitas vezes através da opinião de especialistas da geologia da área de estudo. O modelo *a priori* é depois reajustado para que respeite os dados provenientes dos dados de poço (Figura 81; Schlumberger, 2008).

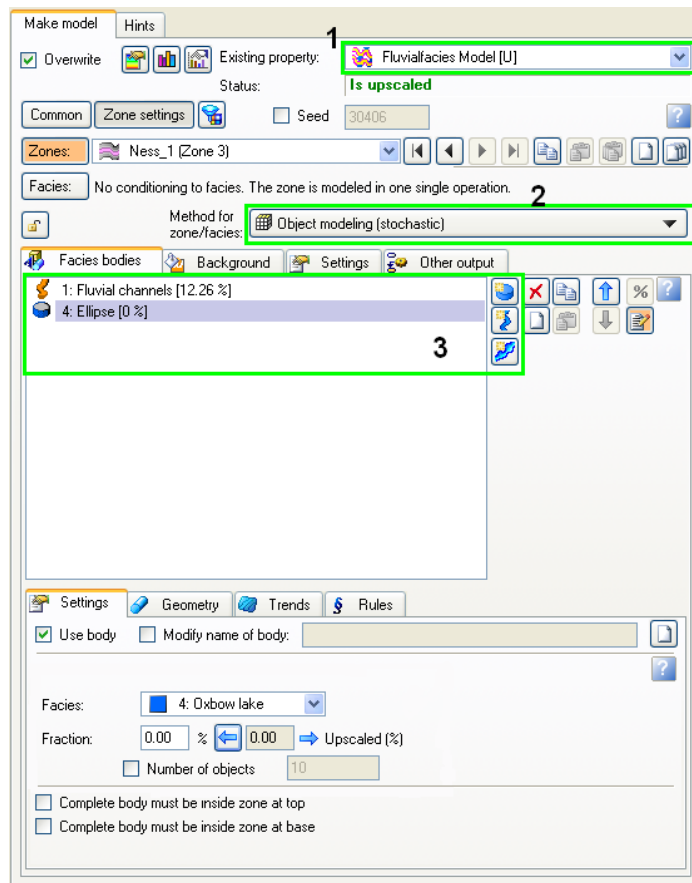


Figura 81 - Caixa de Diálogo do processo *Facies Modeling*, para o método de Modelação de Objectos. 1- Escolher a propriedade dos dados de poço já inserida no modelo (*upscaled*); 2 – Seleccionar o método de modelação (*Object Modeling*); 3 – Seleccionar o tipo de corpo de fácies pretendido.

4.10 Modelação das Propriedades Físicas do Reservatório

Ambos os métodos determinísticos e estocásticos estão disponíveis para a modelação da distribuição das propriedades petrofísicas no modelo do reservatório neste *software*. O processo de modelação petrofísica (essencialmente porosidade e permeabilidade) é normalmente realizado após a simulação de litologias.

Como já referido na Secção 4.9, a modelação determinística disponível no *software* utilizada para a realização deste trabalho, foi a *krigagem* simples. Este método de estimação pode ser sumariamente descrito como sendo uma média ponderada dos dados de poço. O resultado final é a estimação das propriedades dos poços a toda a grelha do modelo do reservatório, do qual resulta uma imagem média da propriedade petrofísica. Como também referido anteriormente, estes métodos de estimação

necessitam da inclusão de informação sobre a anisotropia espacial da propriedade a estimar. Para isso é necessário modelar o variograma experimental da variável (Schlumberger, 2008).

Na modelação estocástica para a modelação com propriedades petrofísicas porosidade e permeabilidade, recorreu-se aos métodos: Simulação Sequencial Gaussiana (*Sequential Gaussian Simulation – SGS*) e o método de condicionamento das fácies (do inglês *Conditioning to Facies*).

O método de SGS, como método de simulação estocástico que é, cria n imagens diferentes da propriedade simulada em que os variogramas e histogramas da variável original são reproduzidos nas imagens finais. A grande vantagem deste tipo de métodos em relação aos métodos determinísticos é a conservação dos valores extremos (altos e baixos) do histograma original nos modelos simulados e o acesso à incerteza da propriedade simulada (Soares, 2006).

No âmbito desta tese foram realizadas várias simulações para cada uma das propriedades simuladas, porosidade e permeabilidade (Figura 82 e ver Secção 5.3). Para o cálculo da média entre as várias realizações recorre-se a uma ferramenta do *software* denominada de *Calculadora de Propriedades*, onde é possível calcular a média aritmética e se obter um único modelo petrofísico representativo para ambas as propriedades em estudo.

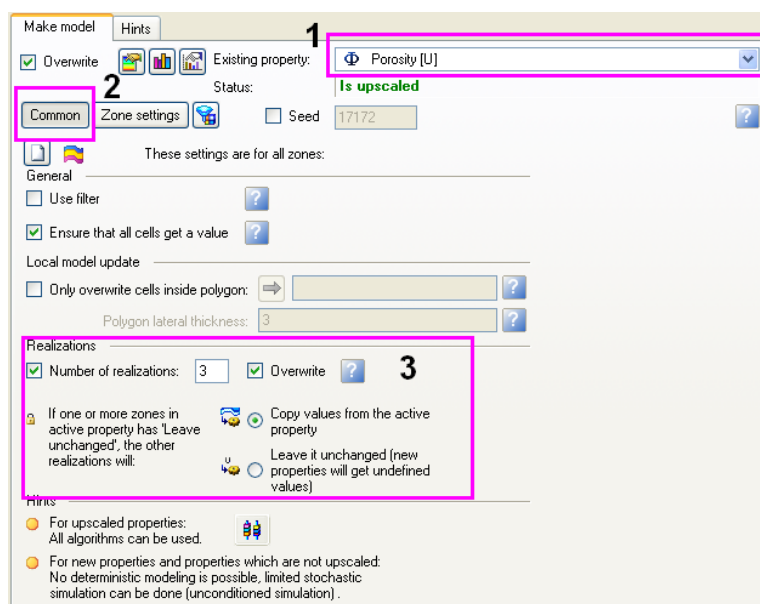


Figura 82 - Caixa diálogo do método SGS, onde, depois de se escolher a propriedade pretendida (1), selecciona-se a opção “Common” (2) para ser possível seleccionar opções em comum para todas as zonas, inclusive o número de realizações que se pretende obter a partir do mesmo *input* (3).

O método de condicionamento das fácies é também um método de Simulação Sequencial Gaussiana, mas onde as células simuladas são constrangidas espacialmente. Neste caso, e devido ao ambiente sedimentar da área de estudo, as células populadas com a classe de canais de areia do modelo de fácies criado anteriormente (ver Secção 4.9), serão simuladas com valores elevados das propriedades petrofísicas porosidade e permeabilidade. No outro extremo, valores baixos de porosidade e permeabilidade, estão reservados para a classe de fácies a que pertencem os *levees* e as planícies de inundação. Tal como no método SGS, é possível calcular várias simulações do modelo e calcular a sua média aritmética.

4.11 Criação de Contactos na Zona de Reservatório

Qualquer tipo de contacto pode ser definido como Petróleo/Gás, Petróleo/Água, etc. Estes contactos podem ser níveis de profundidade constante, ou representados por uma superfície 2D e podem ser diferentes em cada zona ou segmento, baseado em dados de poços (*Schlumberger*, 2008). O propósito deste procedimento é a realização no modelo 3D de diferentes tipos de contactos, tais como valores constantes, profundidades e superfícies, e escolher usar diferentes contactos para cada zona e segmento ou o mesmo contacto para todo o modelo, permitindo a visualização de todos os contactos em conjunto num só horizonte. Serão visíveis os contornos na superfície, com diferentes valores de intervalos de cores dos hidrocarbonetos (ver Secção 5.5)

5 Caracterização de um Reservatório de Hidrocarbonetos no Campo *Gullfaks*, Noruega

5.1 Interpretação do Cubo Sísmico

Neste capítulo apresentam-se os resultados obtidos com a utilização do *software Petrel* 2010.2 da empresa *Schlumberger*, utilizando dados cedidos por esta, para a elaboração de um modelo 3D da área de um reservatório de hidrocarbonetos no campo petrolífero *Gullfaks*, utilizando um conjunto de dados sísmicos e de poços disponibilizados por esta empresa. Os resultados aqui apresentados englobam todos os passos efectuados no âmbito deste trabalho, desde a importação de dados de poços e sísmicos, à interpretação e cartografia de horizontes e falhas, à modelação estrutural, e aos processos de modelação do reservatório (*upscaling*, modelação geométrica e de fácies e por último da modelação petrofísica), com a criação de um modelo de contacto de fluidos.

Após a introdução ao ambiente *Petrel* e às suas funcionalidades e ferramentas (ver Secção 4.1), efectuou-se a importação dos dados disponíveis para a elaboração deste trabalho. Primeiramente, foi importado o cubo sísmico seguindo o método de importação introduzido no Capítulo anterior. Neste caso, os dados sísmicos foram importados utilizando o formato SEG-Y com parâmetros pré-definidos (ver subcapítulo 4.4), tendo sido especificada a localização dos *bytes* que correspondem à informação sobre *inlines*, *crosslines* e localização X e Y de cada traço (Figura 83). Este bloco sísmico cobre uma área de cerca de 70,5km² e inclui a uma zona de reservatório de hidrocarbonetos. Sobre este conjunto de dados de reflexão sísmica foi realizada a interpretação e cartografia das principais unidades sísmicas e falhas, que foi utilizada como base para a criação do modelo de reservatório.

A partir da avaliação preliminar deste conjunto de dados, com a visualização de várias secções sísmicas nas três direcções do espaço (*inline*, *crossline* e secções horizontais), foi possível identificar várias áreas com potencial interesse para a

acumulação de hidrocarbonetos e identificar uma série de blocos rodados como sendo as estruturas predominantes na área de estudo (Figura 84; ver Secção 2.2). Este processo de visualização de várias secções sísmicas serviu para efectuar o controlo de qualidade do processo de importação dos dados de reflexão sísmica.

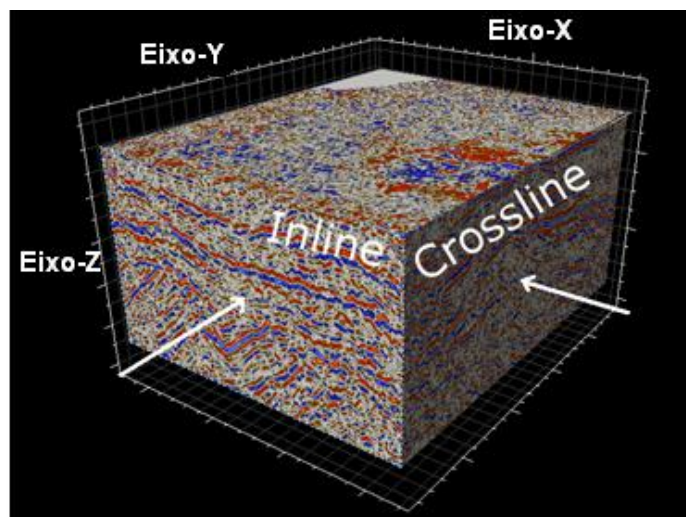


Figura 83 - Bloco de reflexão sísmica 3D utilizado neste trabalho, correspondente a uma área aproximada de 70,5 km², e que engloba toda a zona de reservatório, (Schlumberger).

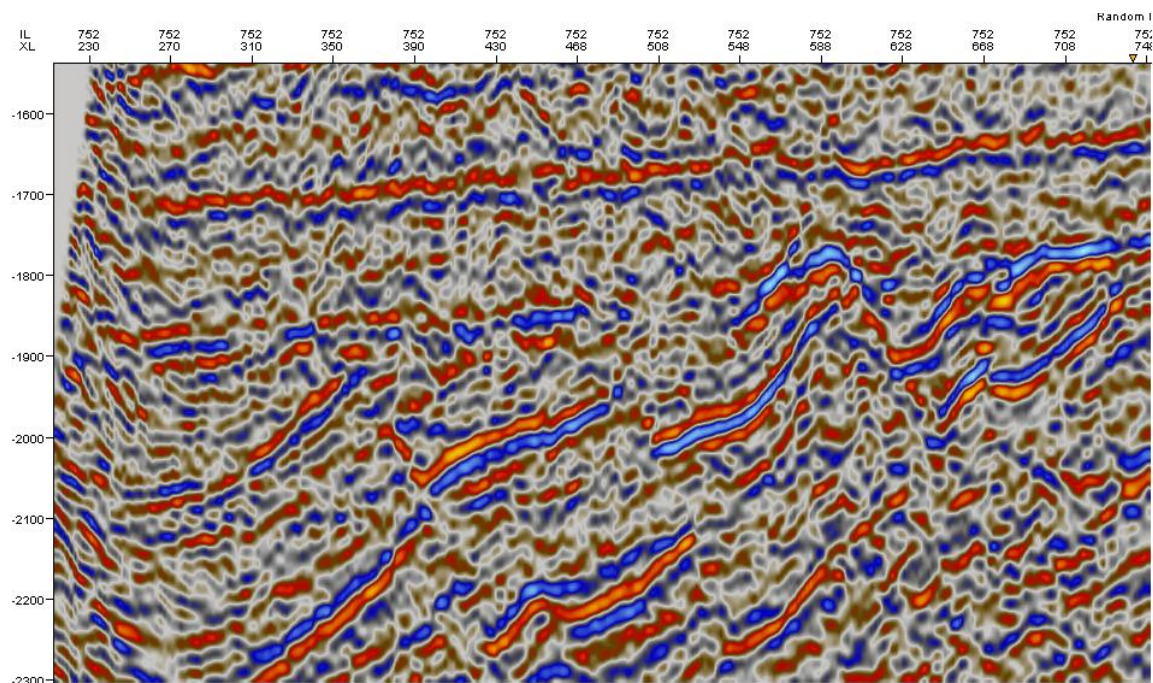







Figura 84 – Secção sísmica vertical (*Inline* 752), onde se pode facilmente distinguir um conjunto de blocos rodados, característicos desta bacia sedimentar.

Após a importação do cubo de reflexão sísmica seguiu-se a importação do conjunto de dados de poços, constituídos por um conjunto de poços disponíveis. Este pacote de dados é constituído por dados de poço, *logs* (porosidade, permeabilidade, entre outros) e *check shots* para um total de 15 poços (Tabela 1 e Figura 85) que abrangem toda a área de estudo. Relativamente aos dados de poços foi também importado um conjunto de *well tops* para cada poço e para cada uma das unidades estratigráficas consideradas nesta bacia no âmbito desta tese (Base Cretácico, do Topo Tarbert, do Topo Ness e do Topo Etive, ver Secção 2.5; Figura 86). A informação obtida através dos *well tops* serviu de base para a interpretação dos dados de reflexão sísmica. Após a correcta importação de todos os dados de poço, localização, trajecto do poço e *logs*, e utilizando exclusivamente a informação proveniente dos *check shots*, foi criada uma relação tempo-profundidade para cada poço individualmente, de modo a ser possível visualizar em conjunto os dados de reflexão sísmica e os dados de poço (*logs* e tops de formações).

Tabela 1 - Identificação dos poços utilizados neste trabalho e qual o seu tipo, com os respectivos símbolos de reconhecimento.

Poços	Tipos de poço	Símbolo
A10, A15, A16, B9, B8	Exploração petróleo	
C2, C4, C5, C6, C3	Injecção de água	
B1, C1	Exploração de gás	
B2	Abandonado (petróleo ou gás)	
C7	Proposto	

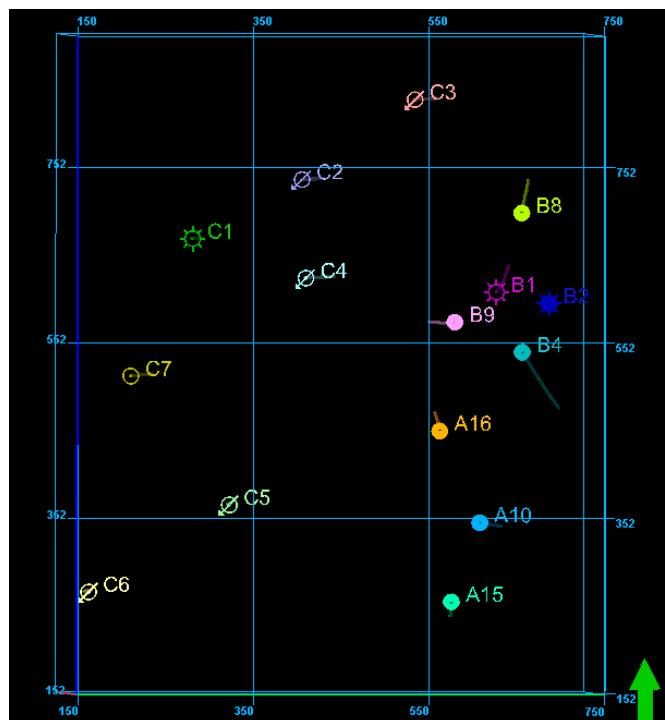


Figura 85 - *Layout* da sísmica em vista ortogonal com a disposição espacial de todos os poços utilizados neste trabalho.

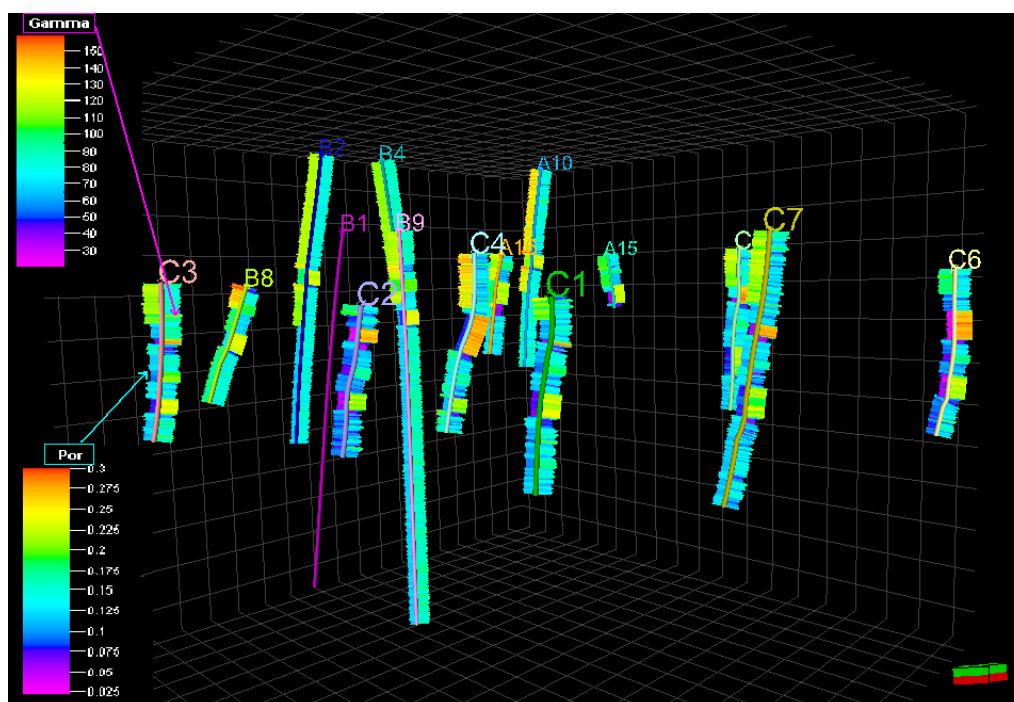


Figura 86 - Disposição dos 15 poços importados numa janela de visualização 3D com a apresentação de dois logs: Raios Gama à direita de cada poço e Porosidade à esquerda de cada poço. Estas duas propriedades permitem a definição de potenciais zonas de reservatório através da identificação de zonas com valores baixos de raio gama, que indicam uma camada menos argilosa, associados a zonas com valores de porosidade elevados.

A interpretação e cartografia de horizontes, foi efectuada recorrendo à ferramenta de interpretação manual (Secção 4.5). A escolha desta ferramenta deveu-se à qualidade apresentada pelos dados de reflexão sísmica disponíveis. De modo geral, estes possuem um conteúdo de ruído significativo com reflectores sísmicos pouco contínuos. A complexidade da geologia na área de estudo, associado aos problemas de qualidade dos dados de reflexão sísmica, dificultou muito a tarefa de interpretação destes dados, tendo sido esta a etapa mais demorada na elaboração deste trabalho.

Foram interpretados quatro reflectores sísmicos principais que representam descontinuidades sedimentares importantes, correspondentes a períodos de falta de sedimentação ou de erosão (no caso da base do Cretácico) ou representam uma cunha sedimentar marinha (constituída pelas formações do Grupo Brent; ver Secção 2.5). Estes reflectores sísmicos foram calibrados com os dados de *well tops* disponíveis. O método de interpretação efectuado seguiu o método tradicional de interpretação de dados de reflexão sísmica 3D, com a interpretação dos horizontes alternando entre *inlines* e *crosslines* (Figura 87 e Figura 88), de modo a ser construída uma grelha em toda a extensão da área de estudo, com um espaçamento de 5 linhas entre cada secção interpretada (Figura 89). Esta grelha serviu de base para a utilização de ferramentas de interpretação automática 3D (3D *Track*; Secção 4.5), onde cada ponto da grelha de interpretação original funciona como uma semente no processo de interpretação automática. A utilização deste tipo de ferramentas permite a interpretação dos dados de reflexão sísmica nas zonas que não foram interpretadas na grelha de interpretação 3D, construída previamente, estendendo a interpretação sísmica a todos os traços sísmicos e secções intermédias (Figura 90). As ferramentas de 3D *Track* foram utilizadas num processo interactivo, onde após cada execução foi feito um controlo de qualidade com a eliminação das áreas onde o resultado obtido com esta ferramenta não era satisfatório. De seguida, a ferramenta é executada uma vez mais para que a interpretação seja preenchida nas zonas que foram previamente eliminadas. A cada nova execução, cada ponto de interpretação válido funciona como uma semente para o processo de interpretação automático.

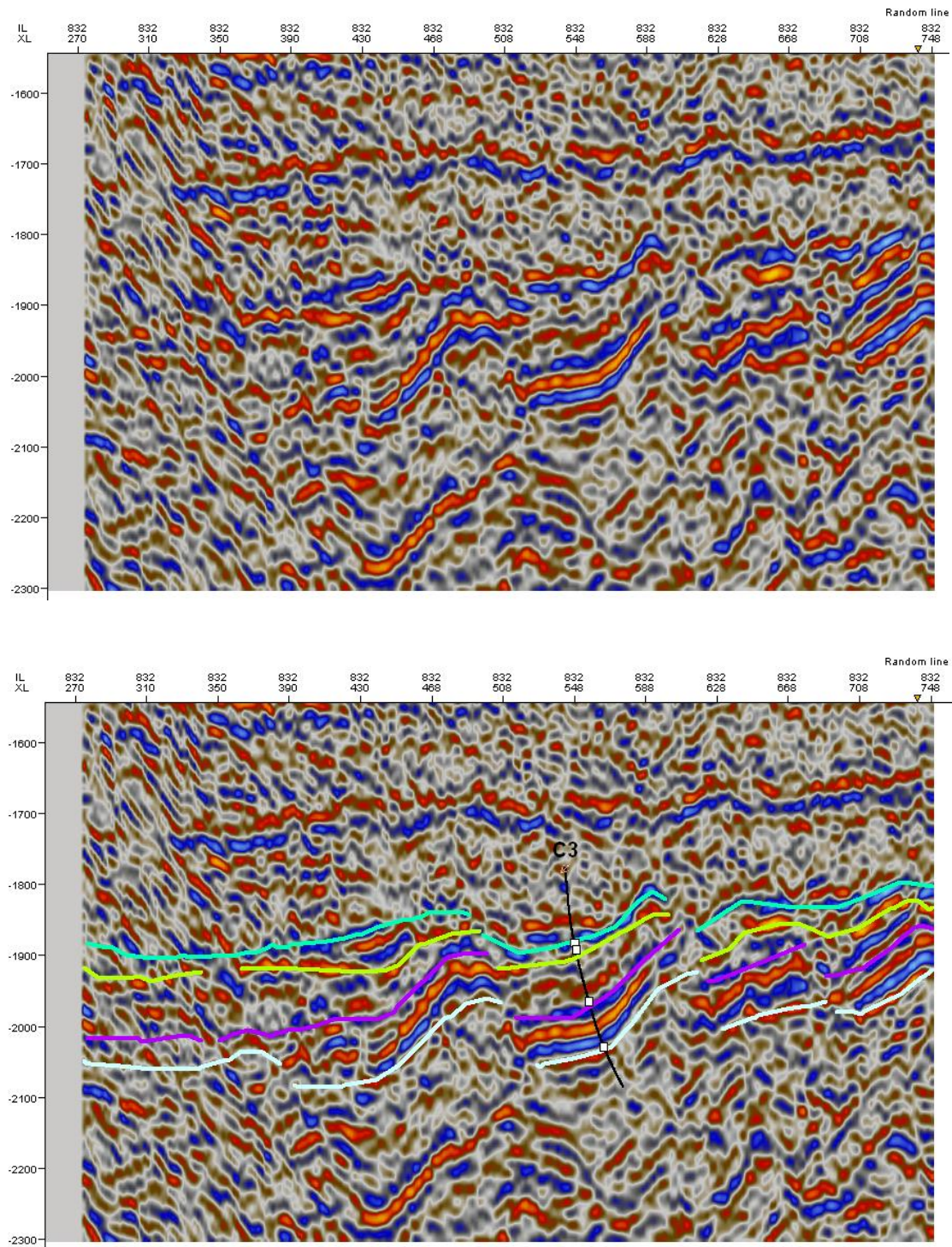


Figura 87 – Secção sísmica vertical (*Inline* 832) original (figura superior) e com a interpretação dos principais reflectores sísmicos interpretados neste trabalho (figura inferior). É ainda possível visualizar os dados de poço (C3) com a informação relativa ao topo de cada formação de modo a calibrar a interpretação sísmica. Horizontes interpretados do mais antigo para o mais recente: Topo Etive, Topo Ness, Topo Tarbert e Base Cretácico.

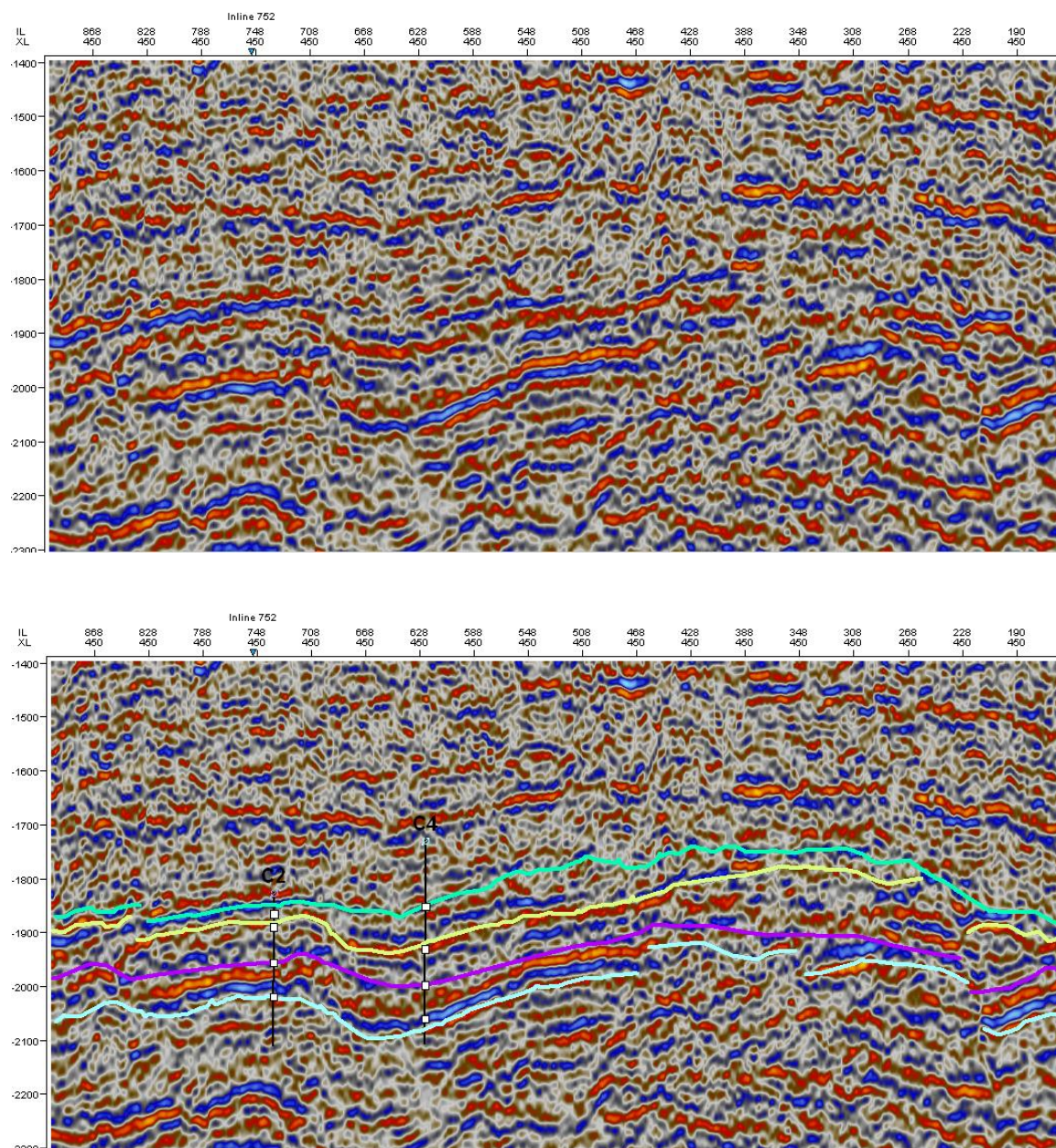


Figura 88 - Secção sísmica vertical (*Crossline 868*) original (figura superior) e com a interpretação dos principais reflectores sísmicos interpretados neste trabalho (figura inferior). É ainda possível visualizar os dados de poço (C2 e C4) com a informação relativa ao topo de cada formação de modo a calibrar a interpretação sísmica. Horizontes interpretados do mais antigo para o mais recente: Topo Etive, Topo Ness, Topo Tarbert e Base Cretácico.

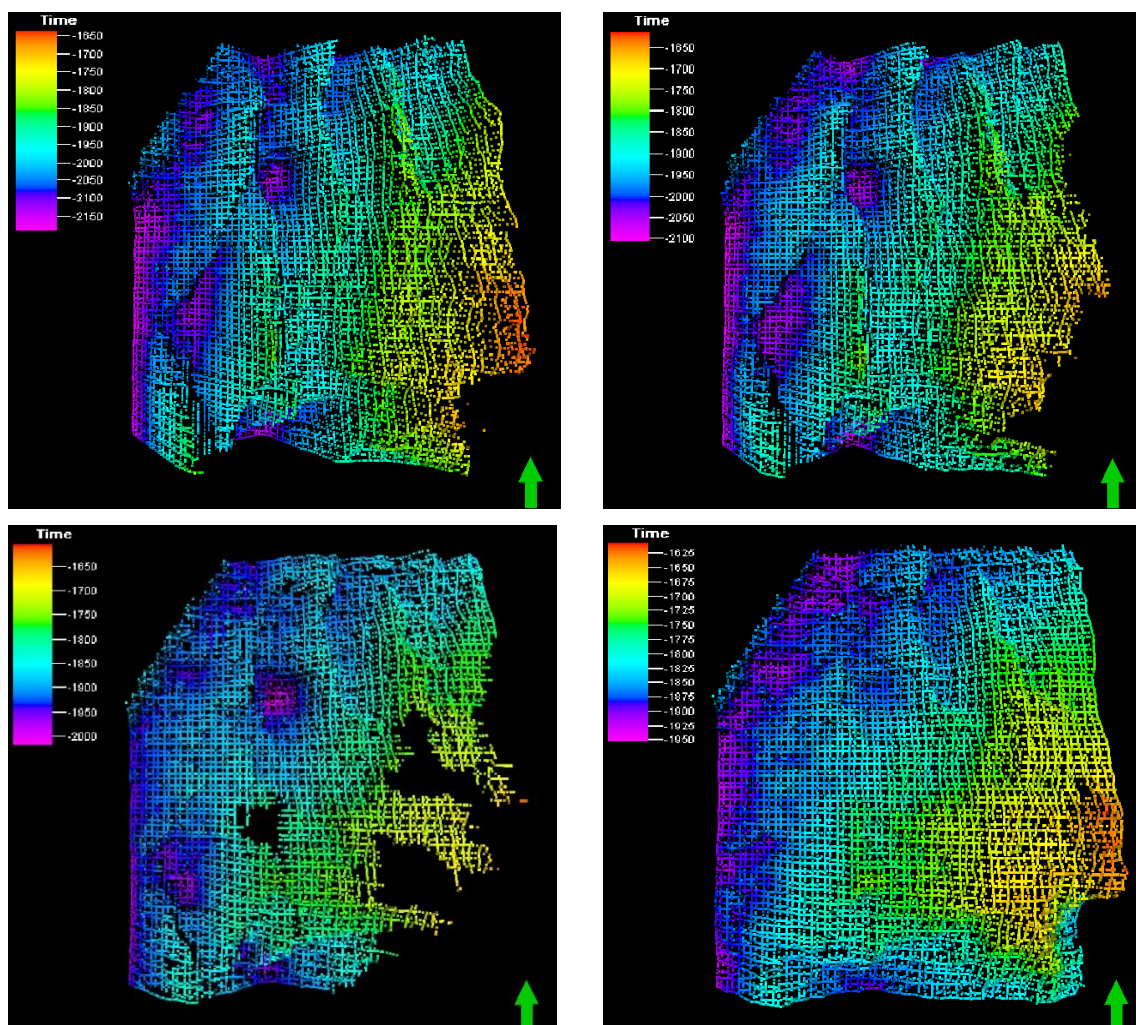


Figura 89 – Grelhas finais da interpretação exclusiva de seções verticais (*inline* e *crossline*), com um espaçamento de 5 linhas para os quatro horizontes interpretados no âmbito desta tese. Do mais antigo para o mais recente: Topo Etive (superior esquerdo), Topo Ness (superior direito), Topo Tarbert (inferior esquerdo), Base Cretácico (inferior direito).

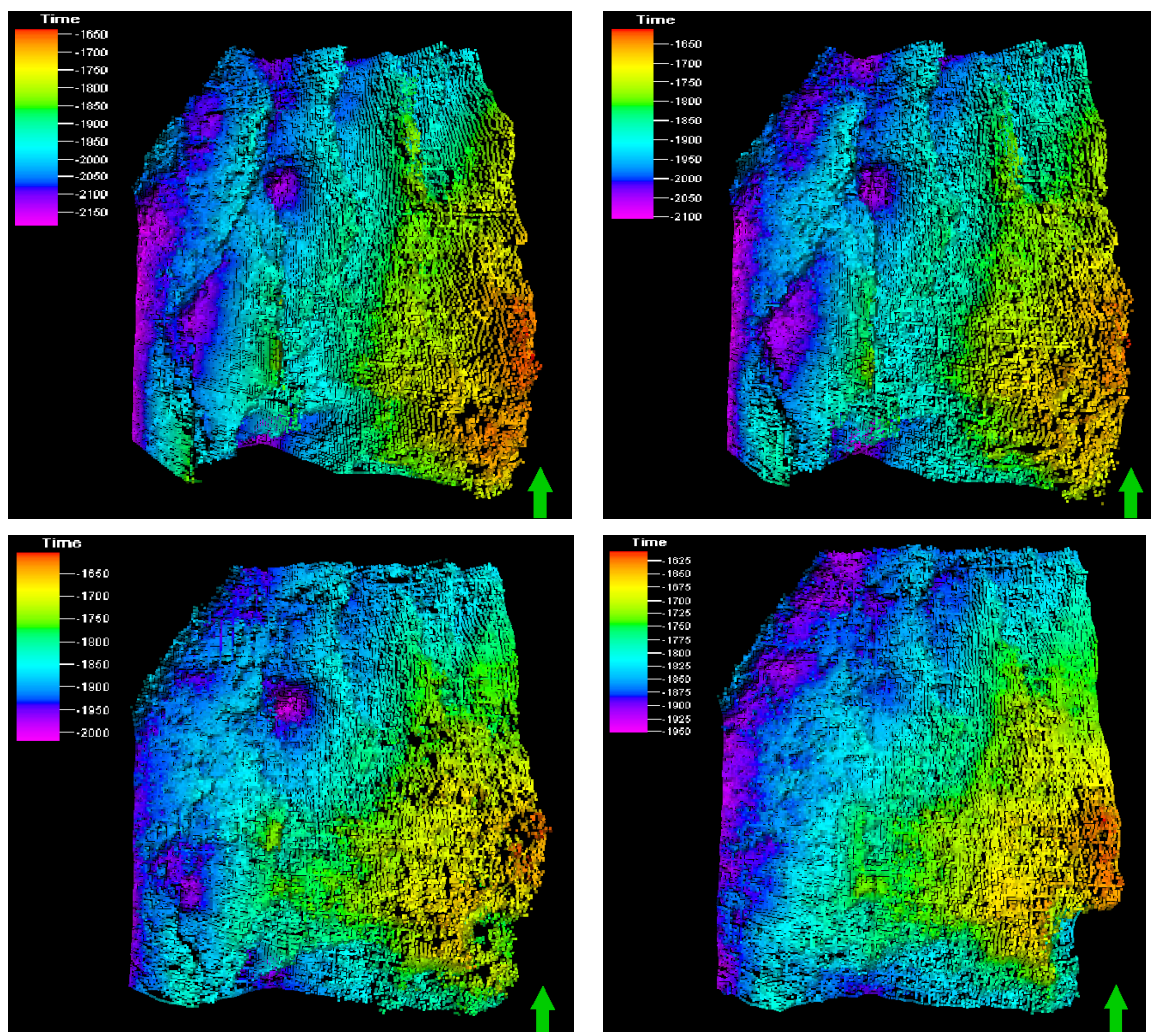


Figura 90 - Resultado final da interpretação automática 3D (com a ferramenta 3D *Track*) dos quatro horizontes em estudo. Do mais antigo para o mais recente: Topo Etive (superior esquerdo), Topo Ness (superior direito), Topo Tarbert (inferior esquerdo), Base Cretácico (inferior direito).

Como já referido na secção 4.5, a interpretação sísmica foi calibrada recorrendo à correlação dos reflectores sísmicos com os topos das formações de cada poço (ver Figura 58). De modo a obter uma correlação regional para cada um dos topos, foram construídas secções sísmicas que passam na localização dos poços (*well section fence*), representativas de toda a área de estudo (Figura 91 e Figura 92). A interpretação ao longo destas secções sísmicas regionais permitiu obter um ponto de partida para a interpretação efectuada nas secções sísmicas verticais.

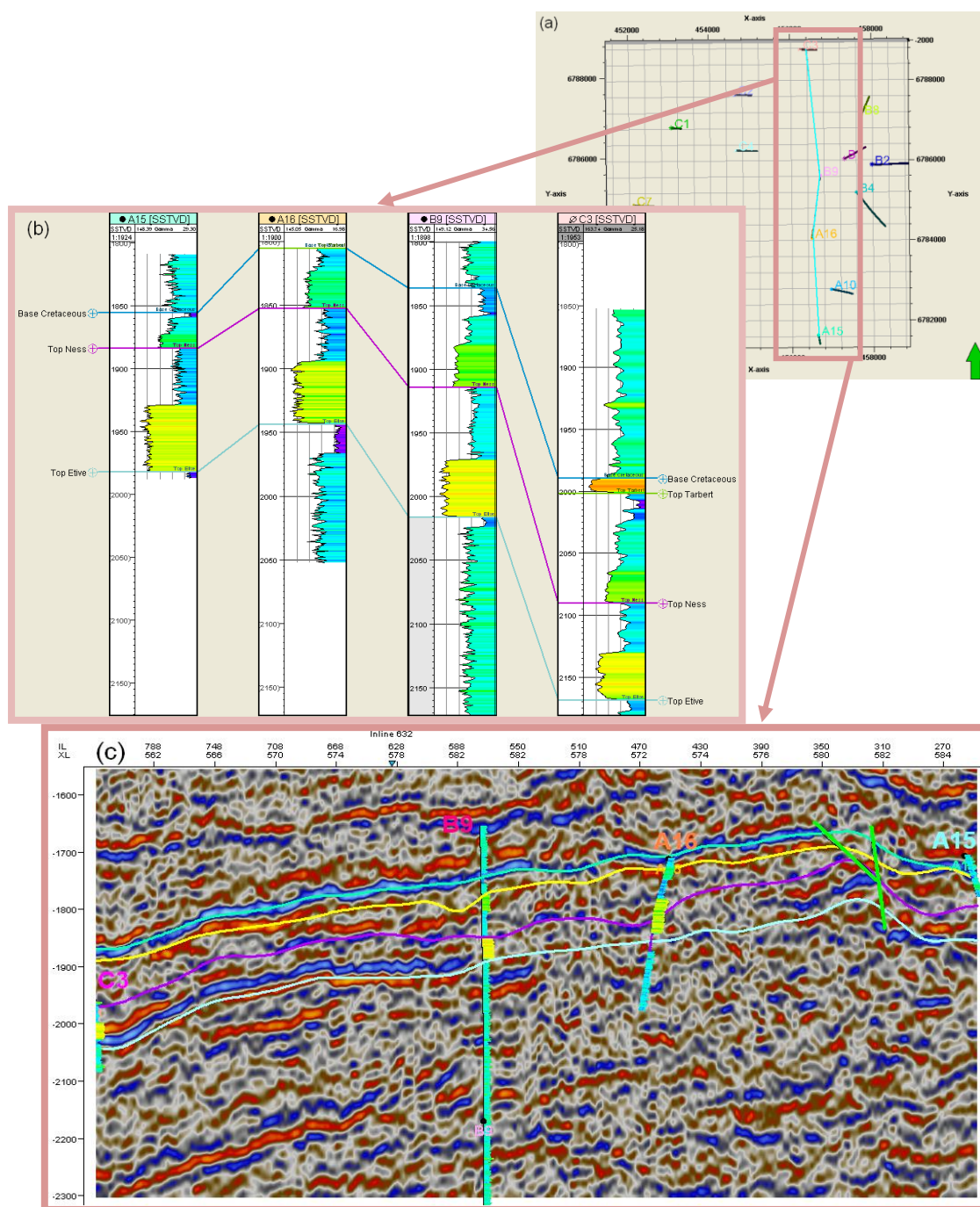


Figura 91 – Calibração da interpretação sísmica através da interpretação de uma secção sísmica regional (*well section fence*) N-S que atravessa a localização de alguns poços; (Figura superior) mapa base com *layout* dos dados sísmicos, poços e secção sísmica regional (a azul); (Figura central) poços seleccionados para construção da secção sísmica regional N-S (C3, B9, A16, A15) com os topos das formações e o *log* de raios gama; (Figura inferior) secção sísmica regional ao longo dos poços que aparecem projectados sobre esta secção com informação do *log* de raios gama, e topos de formação, para a correlação da assinatura sísmica com o tipo de formação. A verde estão representadas as falhas interpretadas.

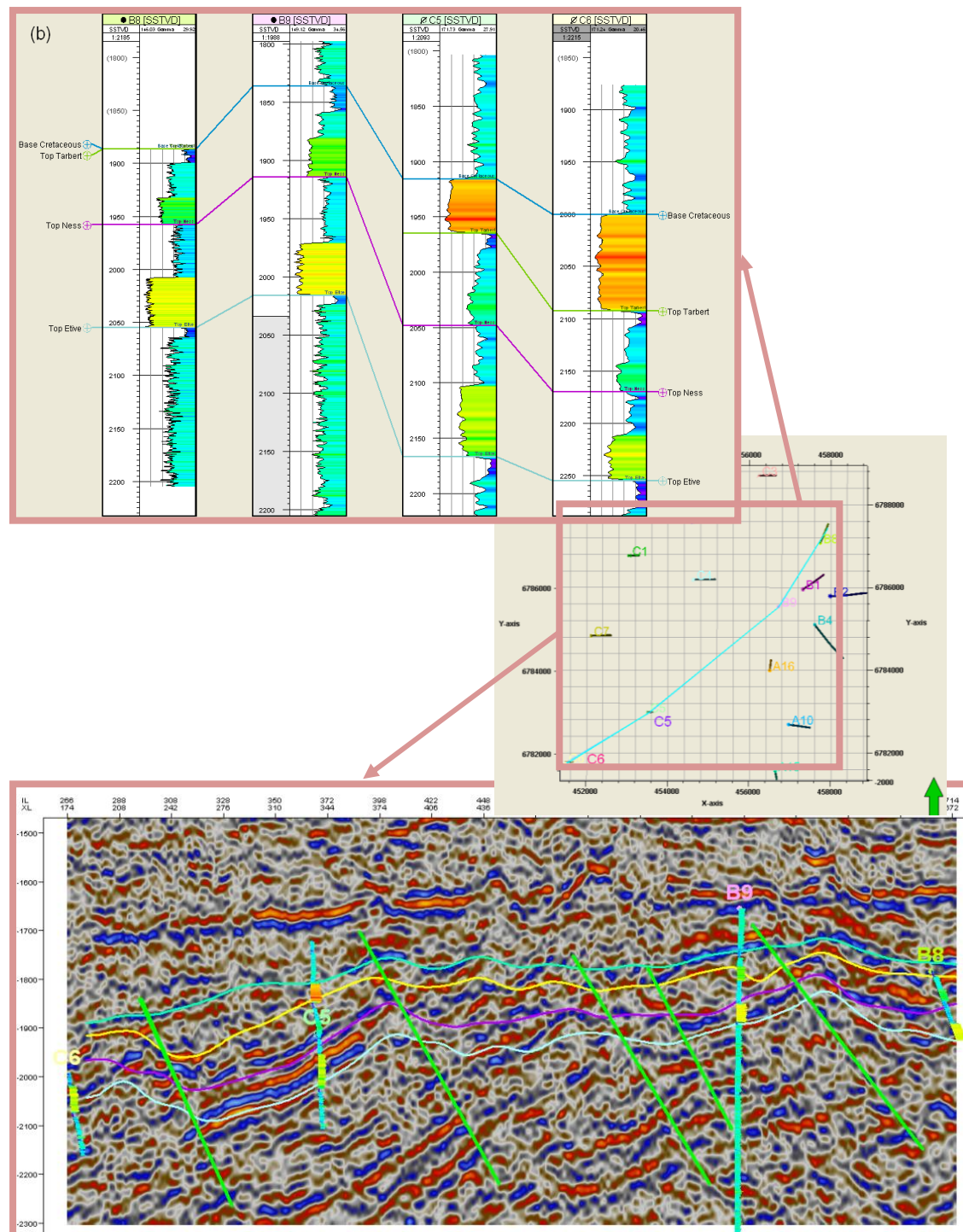


Figura 92 – Calibração da interpretação sísmica através da interpretação de uma secção sísmica regional (*well section fence*) E-W que atravessa a localização de alguns poços; (Figura central) mapa base com *layout* dos dados sísmicos, poços e secção sísmica regional (a azul); (Figura superior) poços seleccionados para construção da secção sísmica regional E-W (B9, B8, C5, C6) com os topos das formações e o *log* de raios gama; (Figura inferior) secção sísmica regional ao longo dos poços que aparecem projectados sobre esta secção com informação do *log* de raios gama, e topos de formação, para a correlação da assinatura sísmica com o tipo de formação. A verde estão representadas as falhas interpretadas.

A interpretação obtida através da utilização da ferramenta de *tracking* 3D permite a conversão da interpretação pontual para uma superfície. As superfícies resultantes da interpolação dos dados de interpretação conseguem representar todos os detalhes da interpretação original devido à elevada densidade pontual dos dados de partida. A criação destas superfícies é um passo bastante importante, pois são estas que serão introduzidas no modelo estrutural criado após a interpretação e cartografia dos principais horizontes e falhas.

De modo a suavizar estas superfícies, foi aplicado um filtro de média móvel para a remoção de artefactos relacionados com a própria interpolação ou de algum erro pontual que exista na interpretação sísmica. Estes erros aparecem frequentemente associados aos algoritmos de interpretação automática. Foi escolhido o valor de 3 células para o cálculo do filtro de média móvel, para o resultado final reproduzir com o maior detalhe possível as características topográficas interpretadas sobre os dados de reflexão sísmica originais.

Após o processo de suavização, foi ainda delimitada uma área de interesse, através da criação de um polígono delimitante. Todas as superfícies foram cortadas por este limite, ou seja, qualquer parte da superfície fora da extensão espacial deste polígono foi eliminada (Figura 93 e Figura 94).

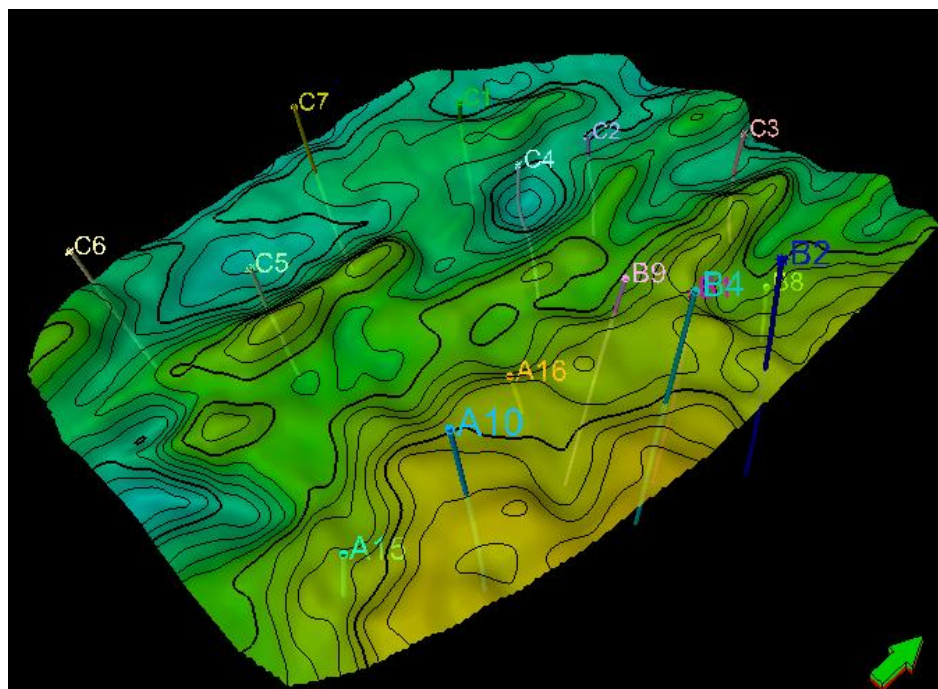


Figura 93 – Visualização 3D da superfície correspondente ao Topo Ness e distribuições de poços disponíveis na elaboração deste trabalho.

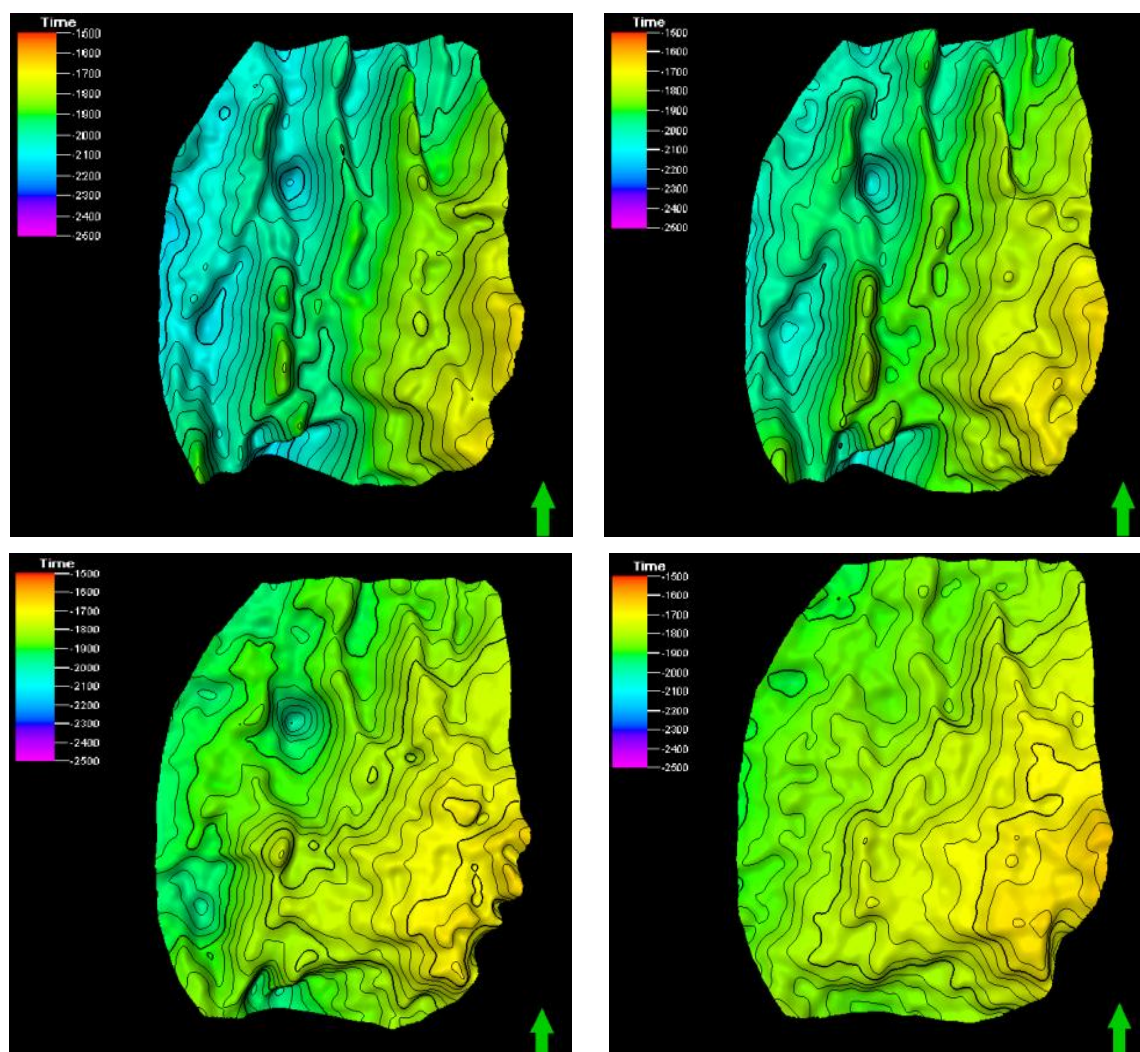


Figura 94 – Superfícies obtidas após a interpolação da interpretação sísmica. Cada superfície foi depois delimitada por um polígono e suavizada através da aplicação de um filtro de média móvel. Da mais antiga para a mais recente superfície, correspondente a: Topo Etive (superior esquerdo), Topo Ness (superior direito), Topo Tarbert (inferior esquerdo), Base Cretácico (inferior direito).

Após a interpretação das principais unidades sismo-estratigráficas foi feita a interpretação e cartografia espacial das principais falhas que afectam a zona de reservatório em estudo. A interpretação estrutural foi feita seguindo os métodos clássicos de interpretação de dados de reflexão sísmica 3D. As falhas foram interpretadas em secções sísmicas verticais (*inlines* e *crosslines*) seguindo o procedimento descrito na Secção 4.6 (Figura 95 e Figura 96). De modo a simplificar a modelação deste reservatório, tentou-se sempre que possível simplificar a geometria das falhas.

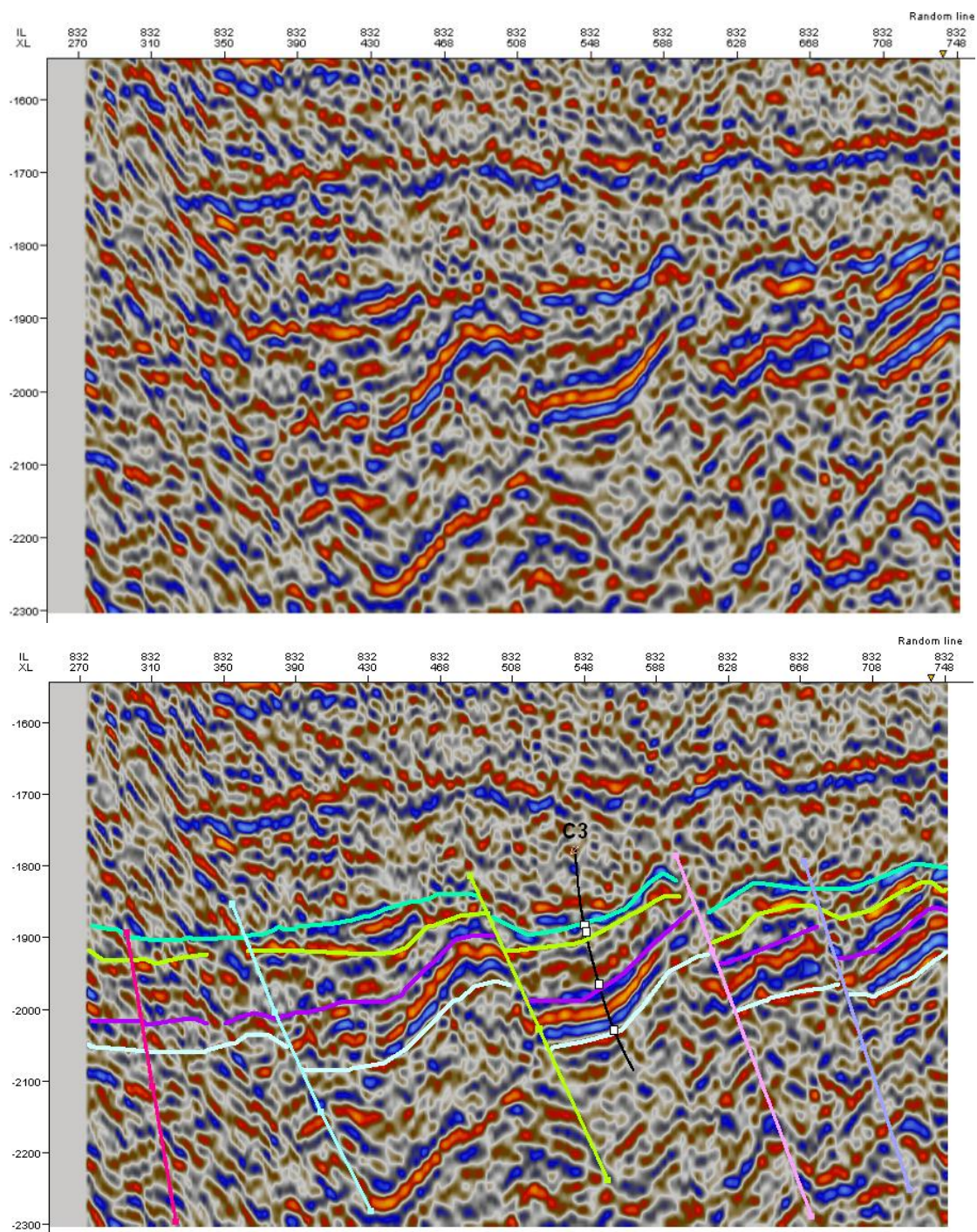


Figura 95 – Secção sísmica vertical (*Inline* 832) original (figura superior) e respectiva interpretação de horizontes e falhas (figura inferior). O poço C3 aparece projectado sobre a sísmica e serviu como calibração à interpretação sísmica.

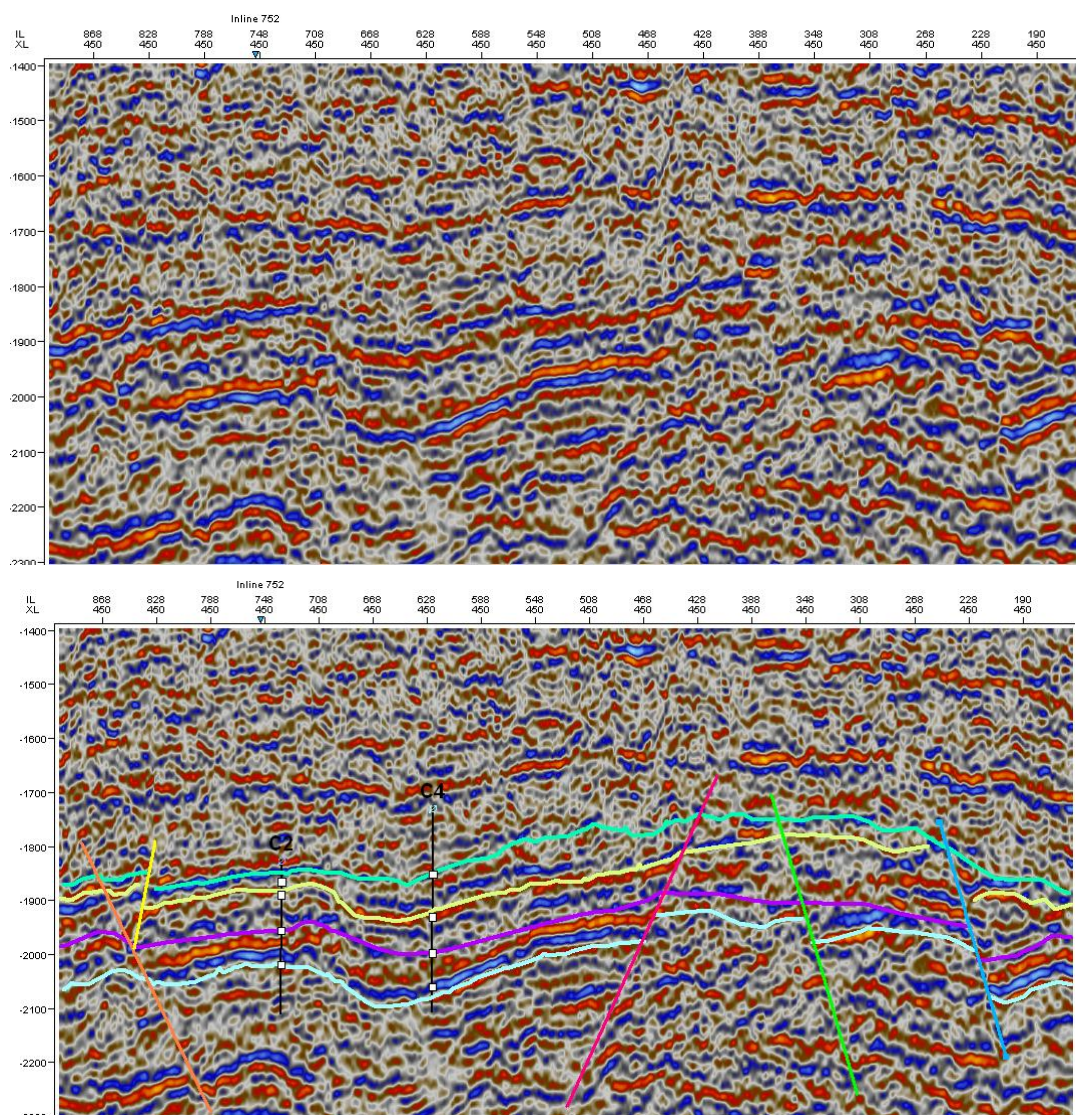


Figura 96 - Secção sísmica vertical (*crossline* 868) original (figura superior) e respectiva interpretação de horizontes e falhas (figura inferior). Os poços C2 e C4 aparecem projectados sobre a sísmica e serviram como calibração à interpretação sísmica.

Como resultado final, que serviu de base para a criação do modelo de reservatório, foram interpretadas 16 falhas, das quais 13 falhas apresentam uma orientação preferencial N-S e 3 falhas com uma direcção principal E-W (Figura 97 e Figura 98). Como já referido anteriormente, estas falhas estão maioritariamente associadas a um regime tectónico distensivo e correspondem muitas vezes a limites de blocos sedimentares rodados.

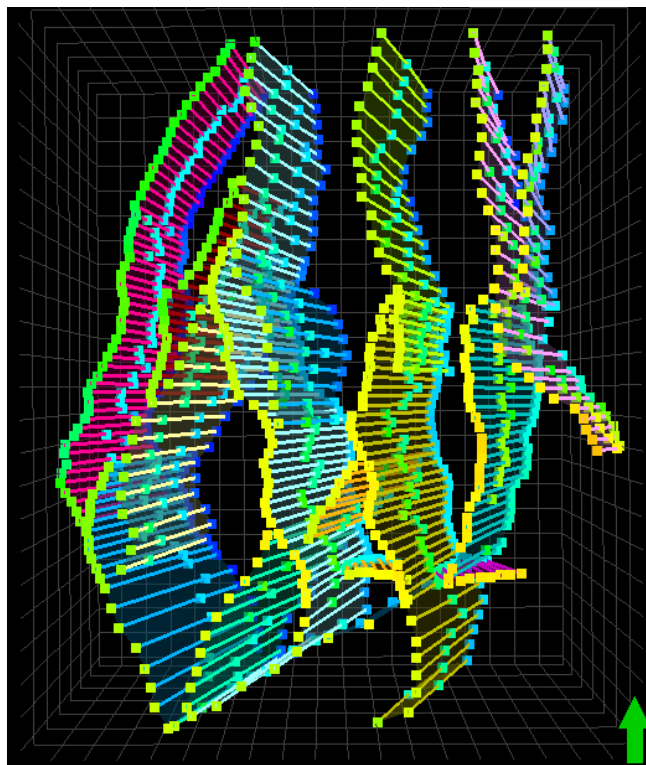


Figura 97 - Visualização em três dimensões das falhas resultantes da interpretação para toda a área de estudo.

5.2 Modelação Estrutural do Reservatório

Após terminado o processo de interpretação e cartografia das principais falhas e horizontes no bloco de dados de reflexão sísmica, iniciou-se o processo de modelação estrutural do reservatório. Esta modelação foi efectuada seguindo o procedimento apresentado na Secção 4.7. As falhas foram modeladas através do processo de *Fault Modeling*, com a transformação da sua interpretação em superfícies do modelo e a definição do número e tipo de *Key Pillars* para cada falha. Foram utilizados *Key Pillars* do tipo linear e lítrico, com intervalos regulares a cada 5 e 10 *inline* e *crossline*, respectivamente (Figura 99). Frequentemente, foi necessária a adição de novos *Key Pillars* para uma conexão de falhas e de forma a garantir a geometria original da falha interpretada. A conexão das falhas no *Petrel* 2010.2 é uma etapa de grande importância, particularmente para o processo de criação de uma grelha 3D, uma vez que as falhas servem, não só para guiar a orientação da própria grelha, mas também, para a definição da existência ou não de compartimentos dentro do reservatório modelado permitindo por exemplo, a criação de diversos cenários.

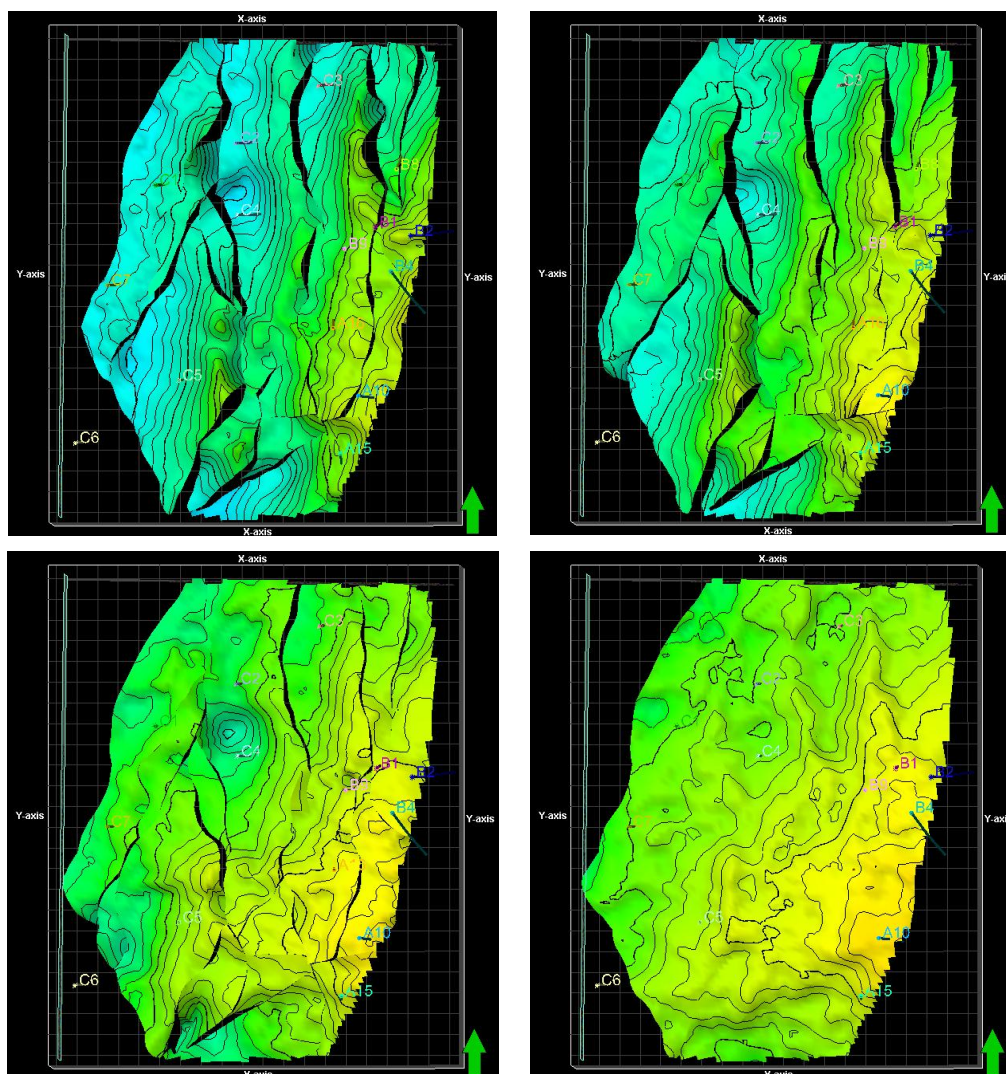


Figura 98 – Resultado final da incorporação das falhas interpretadas em cada uma das superfícies em estudo, visualizadas em três dimensões. Da mais antiga para a mais recente superfície, correspondente a: Topo Etive (superior esquerdo), Topo Ness (superior direito), Topo Tarbert (inferior esquerdo), Base Cretácico (inferior direito).

Após o processo de modelação de falhas e o respectivo controlo de qualidade ter sido devidamente efectuado, o passo seguinte na criação de um modelo estrutural é a criação de grelhas 2D a partir dos pontos correspondentes à base, ao ponto médio e ao topo dos *Key Pillars*. Estas grelhas 2D são designadas por *Esqueletos* no *Petrel 2010.2*. Neste processo, designado de *Pillar Gridding*, a forma das células é alterada, incorporando *Tendências* e *Direcções*, de modo a criar células de dimensões regulares, paralelamente às direcções das falhas principais (Figura 100 e Figura 101; ver Secção 4.7.2). No processo de criação dos 3 esqueletos, base, ponto médio e topo, foram utilizadas 17 Tendências-I, 2 Tendências-J, 2 Direcções-I e quase todas as falhas com orientação N-S foram utilizadas para designar as Direcções-J.

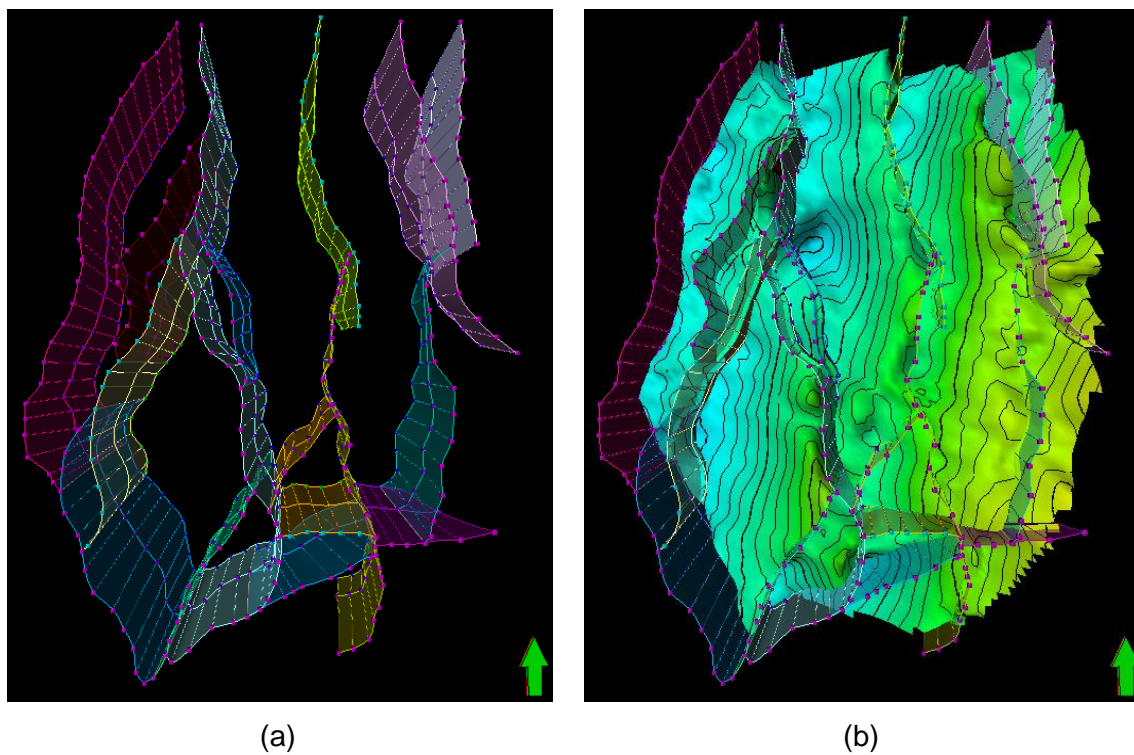


Figura 99 - (a) Visualização 3D do resultado final da modelação das falhas numa janela 3D para a área de estudo; (b) Falhas modeladas e horizonte correspondente ao topo da Formação Etive.

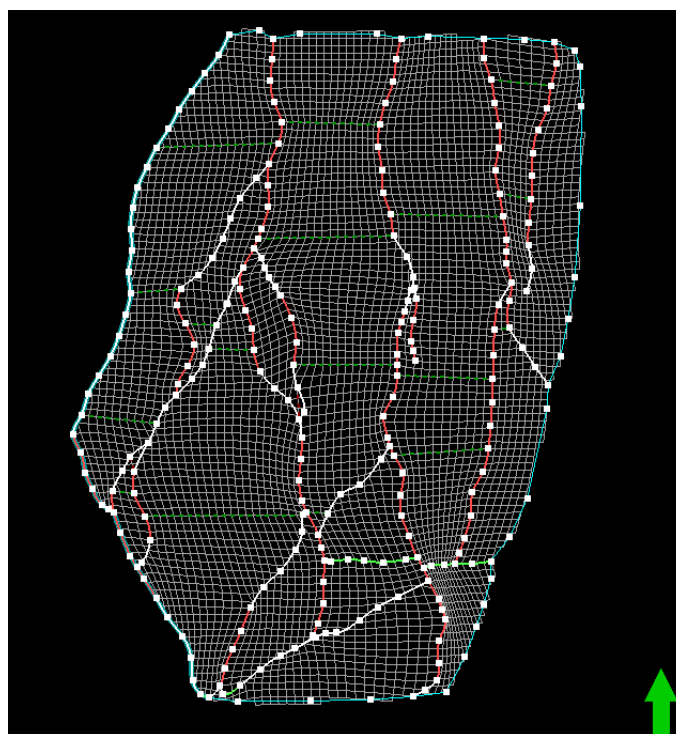


Figura 100 - Vista de topo geral da grelha, correspondente ao esqueleto do ponto médio, após a modelização das falhas durante o processo de *Pillar Gridding*.

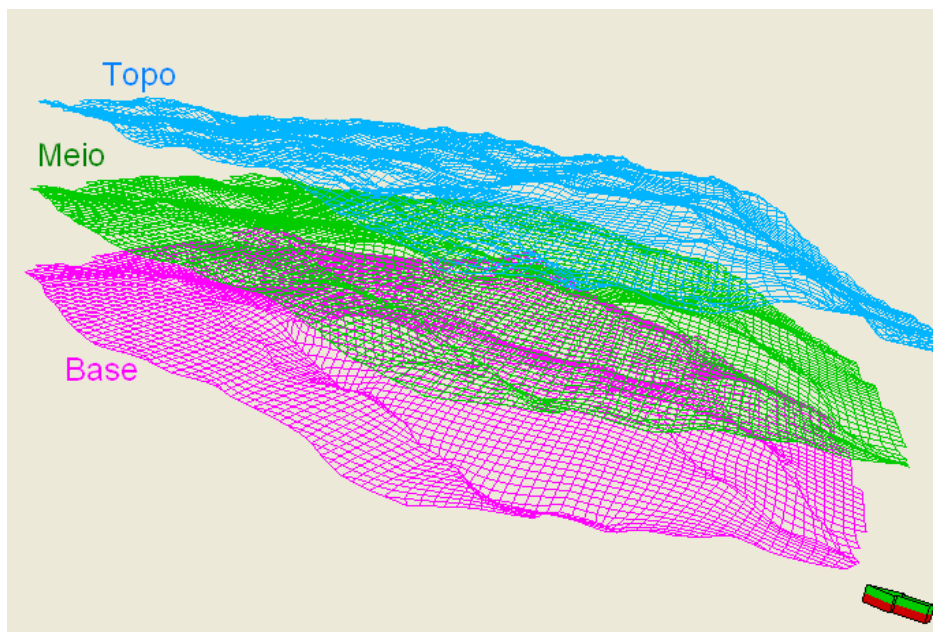


Figura 101 - Resultado final do *Pillar Gridding*, com os esqueletos do topo, meio e base.

Como já referido no capítulo anterior, até esta fase não existe ainda um verdadeiro modelo 3D, uma vez que as células apenas apresentam dimensões nas direcções *i* e *j*. Para a definição do tamanho de cada célula na direcção *k*, e para estas poderem ser populadas por propriedades físicas do reservatório, é necessário executar os processos de *Make Horizons* e *Layering* (formação de camadas).

O processo *Make Horizons* permitiu a introdução dos horizontes provenientes da interpretação sísmica na grelha 2D, alterando a forma das células de acordo com a fisiografia de cada horizonte. Através da execução deste processo, os horizontes são truncados e re-projectados de modo a honrar a configuração das falhas previamente modeladas. Utilizando conhecimento *a priori* para este reservatório, no interior de cada unidade estratigráfica, foram criadas 3 zonas distintas, representando cada zona uma alteração da litologia, usando dados de isócronas (importados para o projecto no início do trabalho prático): Zona 1 – definida desde a Base Cretácico até ao topo da Formação Tarbert; Zona 2 – definida desde o topo da Formação Tarbert ao topo da Formação Ness; Zona 3 – definida desde o topo da Formação Ness ao topo de Formação Etive. Até esta fase o modelo do reservatório ainda não é totalmente tridimensional, uma vez que as células não possuem tamanho nas dimensões *k*.

A etapa final no processo de modelação de um reservatório (Formação de Camadas) permite a definição do tamanho mínimo para cada célula na direcção *k*. Na caixa de diálogo deste processo, as diferentes zonas do modelo foram divididas através

de métodos para a formação de camadas distintas: *Proporcional* para a Zona 2, *Follow Top* – para a Zona 3, *Follow Base* – para as Zonas 1 e 2 e *Fractions* – para a Zona 3.

Com a execução deste último passo na modelação, estamos finalmente na presença de um verdadeiro modelo em três dimensões para o reservatório de hidrocarbonetos em estudo, em que cada célula pode ser individualmente preenchida com propriedades físicas das rochas que formam o reservatório de hidrocarbonetos. Após a modelação estar concluída, é de extrema importância o controlo do modelo final; Para isso, é frequente a utilização de secções verticais onde são visualizados os limites de cada célula e que percorrem toda a área do modelo (Figura 102).

Ainda durante o processo de controlo de qualidade do modelo, de modo a aferir a geometria e tamanho de células do mesmo, deve-se calcular o volume de cada célula, recorrendo ao processo *Geometrical Modeling* e seleccionando a opção *Bulk Volume* (Figura 103). O resultado final deste cálculo não deve conter nenhum valor negativo e as células devem apresentar um volume que seja o esperado aquando da definição da geometria do modelo. Caso existam células com volume negativo, deve-se repetir todo o processo de modelação do reservatório desde o passo de *Pillar Gridding*.

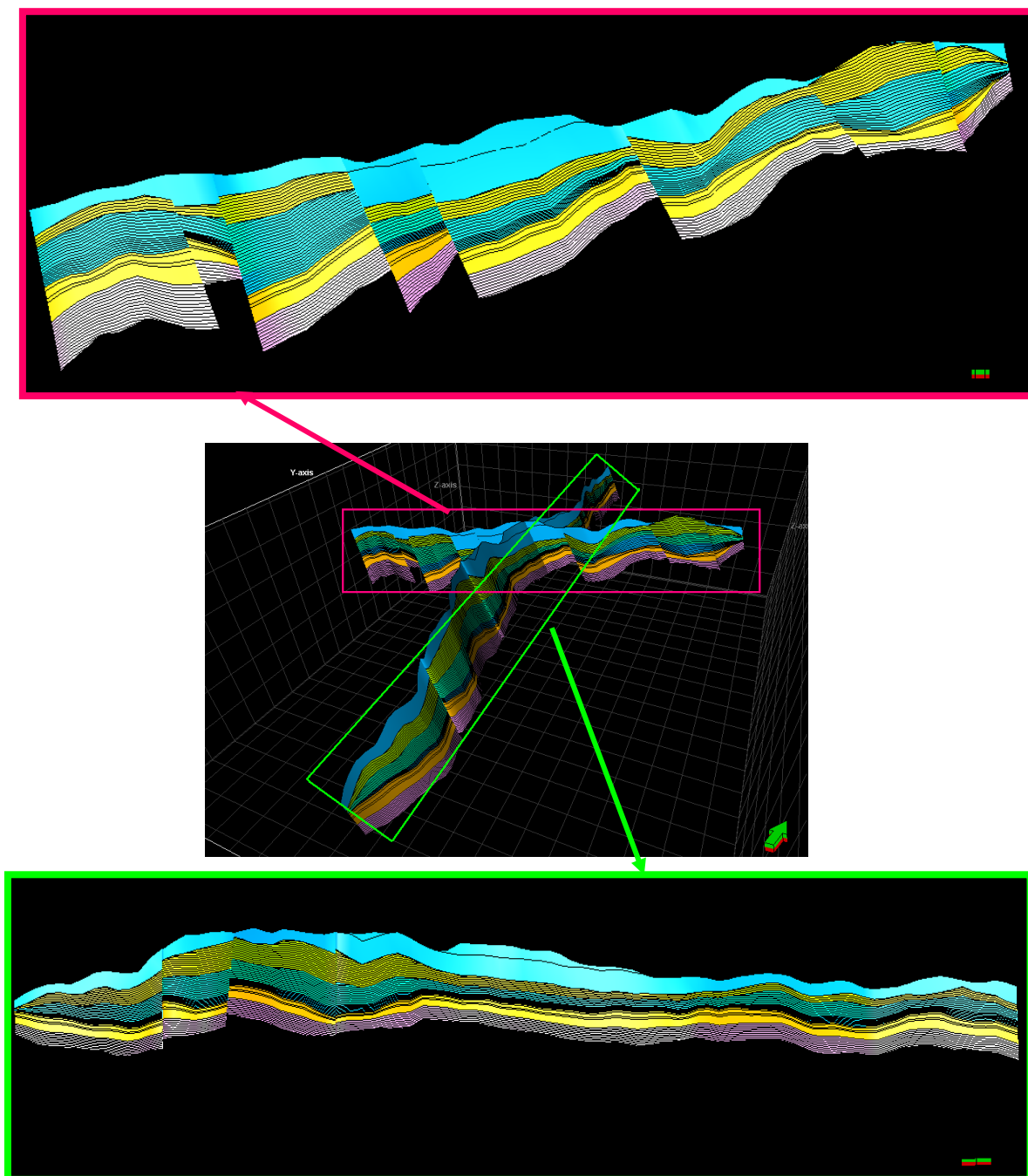


Figura 102 - Resultado final dos processos de modelação estrutural. A imagem central mostra duas secções verticais do modelo onde é possível fazer a visualização dos limites de cada célula do modelo, de modo a realizar um controlo de qualidade do modelo final. As imagens superior e inferior mostram em pormenor as secções atrás referidas e é possível distinguir as três zonas consideradas no modelo, assim como as camadas criadas (ver Figura 73, Secção 4.7.3).

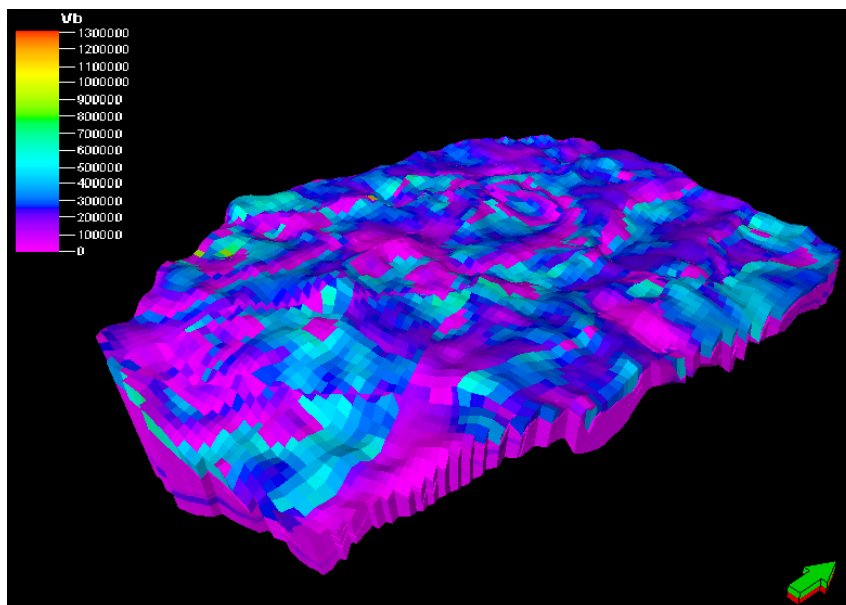


Figura 103 – Células do modelo geológico populadas com a propriedade *Bulk Volume*, que permite aferir a existência ou não de células com volume negativos. Caso haja células negativas, deve-se voltar ao processo de *Pillar Gridding*, de modo a refazer a geometria destas células.

5.3 Modelação de Fácies

Antes da modelação estática do reservatório é necessário introduzir os dados de poço na grelha do modelo. O processo de preenchimento das células atravessadas pelo trajecto de cada poço e de alteração da escala de poço, com muito alta resolução vertical, para a escala do modelo, com uma escala de menor resolução vertical, é denominada de *upscaling*. No âmbito deste trabalho foi realizado o *upscaling* dos *logs* de permeabilidade, porosidade e de fácies, recorrendo ao método de cálculo aritmético, considerando os *logs* como linhas e escolhendo o processo de “células vizinhas” (um maior detalhe no tipo de parametrização é apresentado na Secção 4.8.1). Adicionalmente foi utilizada a opção de “*Bias to a discrete log*” no *upscaling* dos *logs* de porosidade e permeabilidade, usando como dados discretos o *log* das fácies fluviais. O resultado do processo de *upscaling* para os três tipos de *logs* está apresentado na Figura 104.

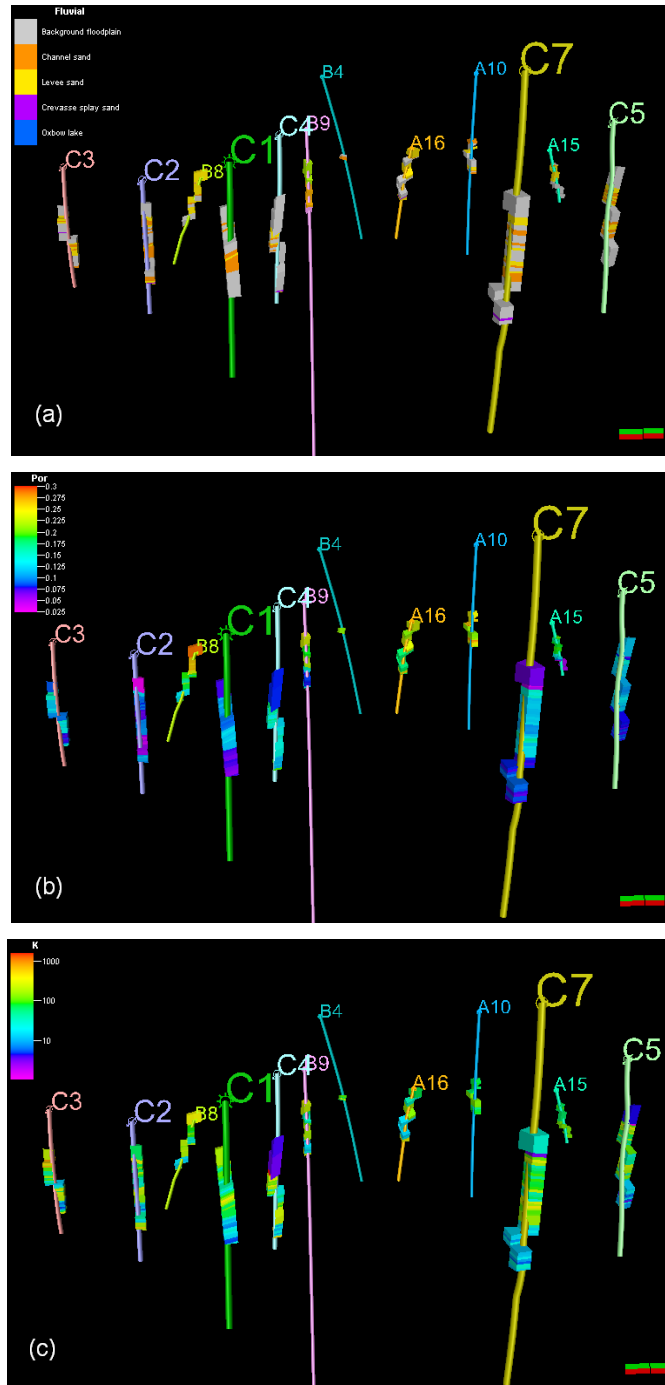


Figura 104 – Resultados obtidos com o processo de *upscaling* para 12 poços (C6, B1 e B2 - não contêm dados destes logs), dos logs utilizados neste trabalho: (a) fácies fluviais; (b) porosidade; (c) permeabilidade.

O processo de *upscaling* dos logs termina com a verificação dos estatísticos das células populadas que devem honrar os estatísticos das propriedades originais dos logs. As células populadas durante o processo de *upscaling* servem de *hard data* no processo de modelação geoestatística.

Para a modelação estocástica das fácies, foram utilizados os métodos de Simulação Sequencial da Indicatriz (SIS) e a modelação Multi-ponto de Objectos (ver Secção 4.9).

5.3.1 Simulação Sequencial da Indicatriz

Com base na interpretação dos *logs* disponíveis, principalmente raios gama e porosidade, foi criado um *log* de litologias em que foram interpretadas as seguintes fácies fluviais: planície de inundação, canal arenoso, *levee* e *crevasse splay*.

Para a Simulação Sequencial da Indicatriz foram utilizados os dados de poço como dados de partida para a simulação no interior do modelo de reservatório. Como variável original considerou-se o *log* de fácies fluviais, construído por quatro classes distintas, uma para cada litologia. O variograma experimental construído com base nos dados de poço foi modelado nas direcções horizontais e verticais com os dados apresentados na Tabela 2 (ver Figura 80).

Tabela 2 – Parâmetros do modelo de variograma utilizado na modelação de fácies pelo método SIS.

	Amplitude maior	Amplitude menor	Amplitude vertical	Azimute
Planície de inundação	5000	700	10	19
<i>Levee</i>	1000	500	10	25
Canal	3500	15000	10	25
<i>Crevasse Splay</i>	850	500	10	25

O modelo final resultante da simulação da propriedade fácies fluviais através do método de SIS (Figura 105) representa a forma e extensão dos complexos canais e *levees* tendo em conta a informação dos poços, e consequentemente do variograma modelado. A distribuição das fácies no modelo respeita a distribuição de cada classe nas células em que foi realizado o processo de *upscaling*. Como se pode observar na Figura 105, estes complexos de canais apresentam uma orientação preferencial N-S. Estando estes canais possivelmente associados a sistemas de alta energia, os canais de areia tornam-se locais preferenciais para a acumulação de hidrocarbonetos uma vez que existe a deposição de grãos bem calibrados na base dos mesmos.

Devido à falta de outro tipo de informação, para além da informação dos poços, e da distribuição espacial da variável simulada ser apenas controlada pelos dados do variograma, o modelo final possui uma imagem com canais pouco definidos e muitas vezes não conectados. Apesar destas desvantagens, pela sua simplicidade de aplicação e de computação, os métodos de simulação geoestatística deste tipo são frequentemente utilizados na indústria petrolífera para a caracterização de reservatórios petrolíferos.

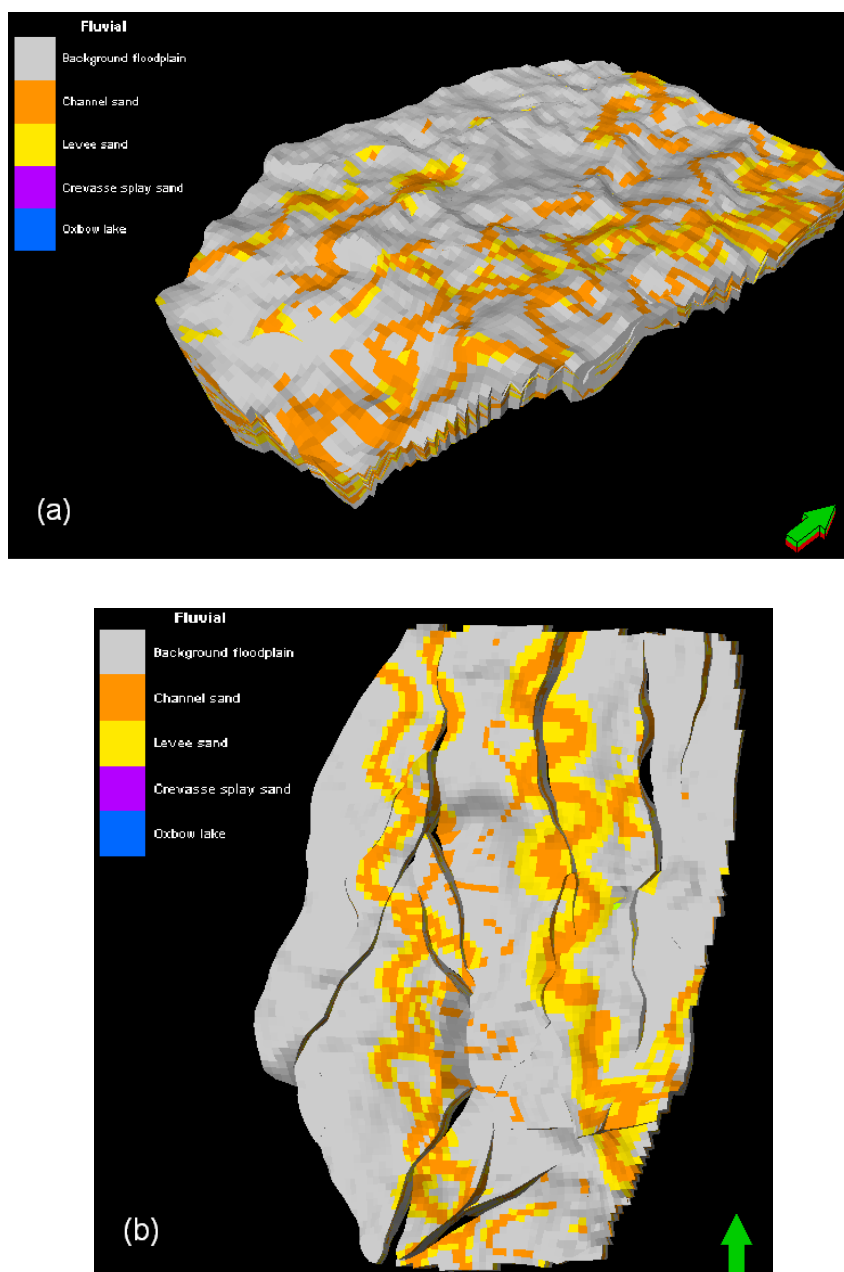


Figura 105 – (a) Modelo geológico de fácies fluviais usando o método de Simulação Sequencial da Indicatriz; (b) Visualização da mesma simulação na Zona 2, horizonte Tarbert 1 do modelo geológico representado em (a).

5.3.2 Simulação Multi-ponto de Objectos

De forma a contornar as dificuldades sentidas com os modelos obtidos através da SIS, gerando por vezes complexos de canais que pouco têm a ver com a realidade, são muitas vezes utilizados métodos de estatística multi-ponto em que a imagem de referência é construída com base em informação *a priori*, frequentemente fornecida através de um especialista da geologia sedimentar da área de estudo.

O resultado final da modelação através da técnica multi-ponto denominada no *Petrel* 2010.2 por “Modelação de Objectos” esta apresentado na Figura 106. Para esta simulação foi utilizado, como imagem de referência, o resultado das simulação através da SIS anteriormente apresentado. A título de exemplo e para demonstrar as potencialidades quer do método quer da aplicação, apesar de não estar representada nos *logs* de litologias originais, foi adicionada outra classe de fácies designada por meandros abandonados. A distribuição desta nova classe de litologia foi construída como sendo uma fracção de 5% das células com o *upscaling* da variável original.

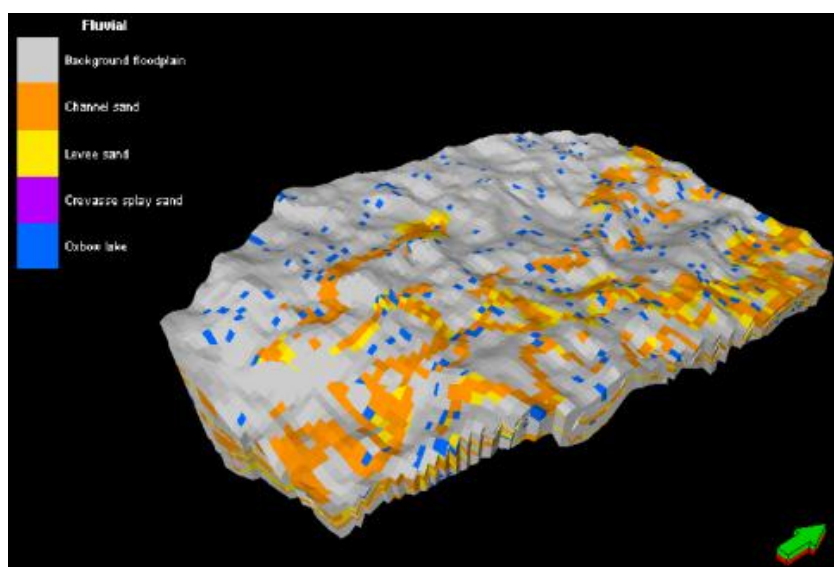


Figura 106 - Modelo geológico criado utilizando a simulação geoestatística multi-ponto tendo por base a propriedade Fácies Fluviais, à qual foi adicionada uma nova classe designada por meandros abandonados.

O resultado final deste tipo de simulações geoestatística multi-ponto é bastante influenciado pela imagem de treino, ou de referência, que se utiliza. Deste modo, apesar de estocásticos, estes métodos são bastante constrangidos pelo *input* que o operador lhes fornece.

5.4 Modelação Petrofísica do Reservatório

5.4.1 Krigagem Simples

Como já referido no capítulo anterior, foi utilizado como técnica determinística o método de *Krigagem Simples*, como o método de estimação final deste processo que apresenta uma imagem média da propriedade estimada. Sucintamente, os métodos de *krigagem* calculam uma média ponderada das amostras originais tendo em conta a variabilidade espacial. A utilização de métodos determinísticos para a modelização de reservatórios de hidrocarbonetos deve de ser cuidadosa, uma vez que os valores extremos (altos e baixos) da porosidade nos dados originais não são conservados no modelo final.

Os modelos determinísticos para porosidade e permeabilidade podem ser observados na Figura 107 e Figura 108. Da interpretação, destacam-se os artefactos circulares que são o resultado do raio de influência definido no cálculo da *krigagem*. Para esta estimação foi definido um variograma isotópico na direcção horizontal e um variograma vertical com amplitude 10.

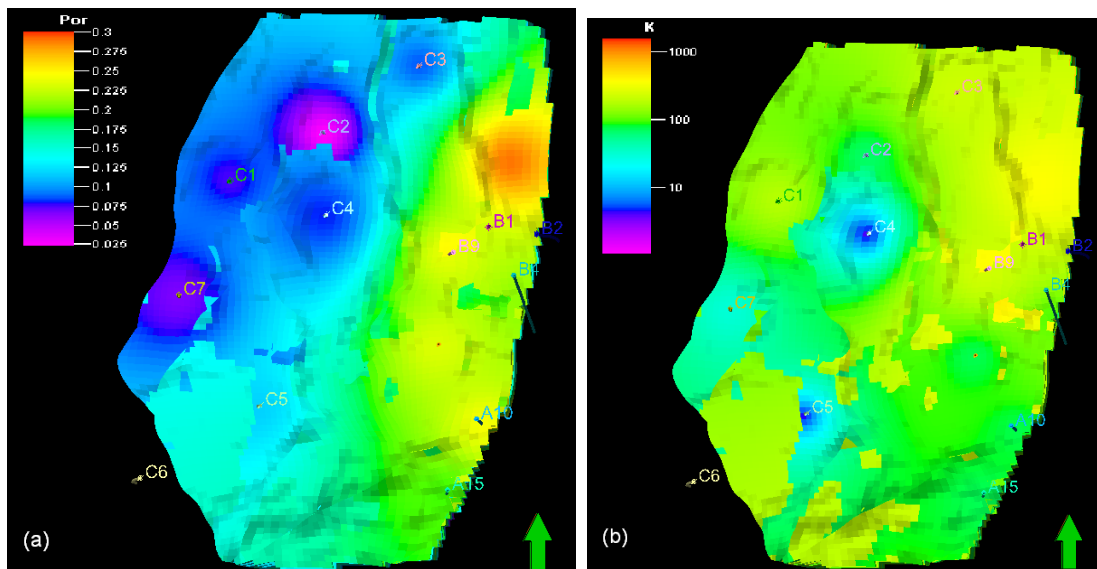


Figura 107 - Vista ortogonal dos modelos determinísticos de porosidade (a) e permeabilidade (b). Destacam-se nestes modelos a presença de artefactos de forma circular associados ao raio de influência das amostras no cálculo da *Krigagem Simples*.

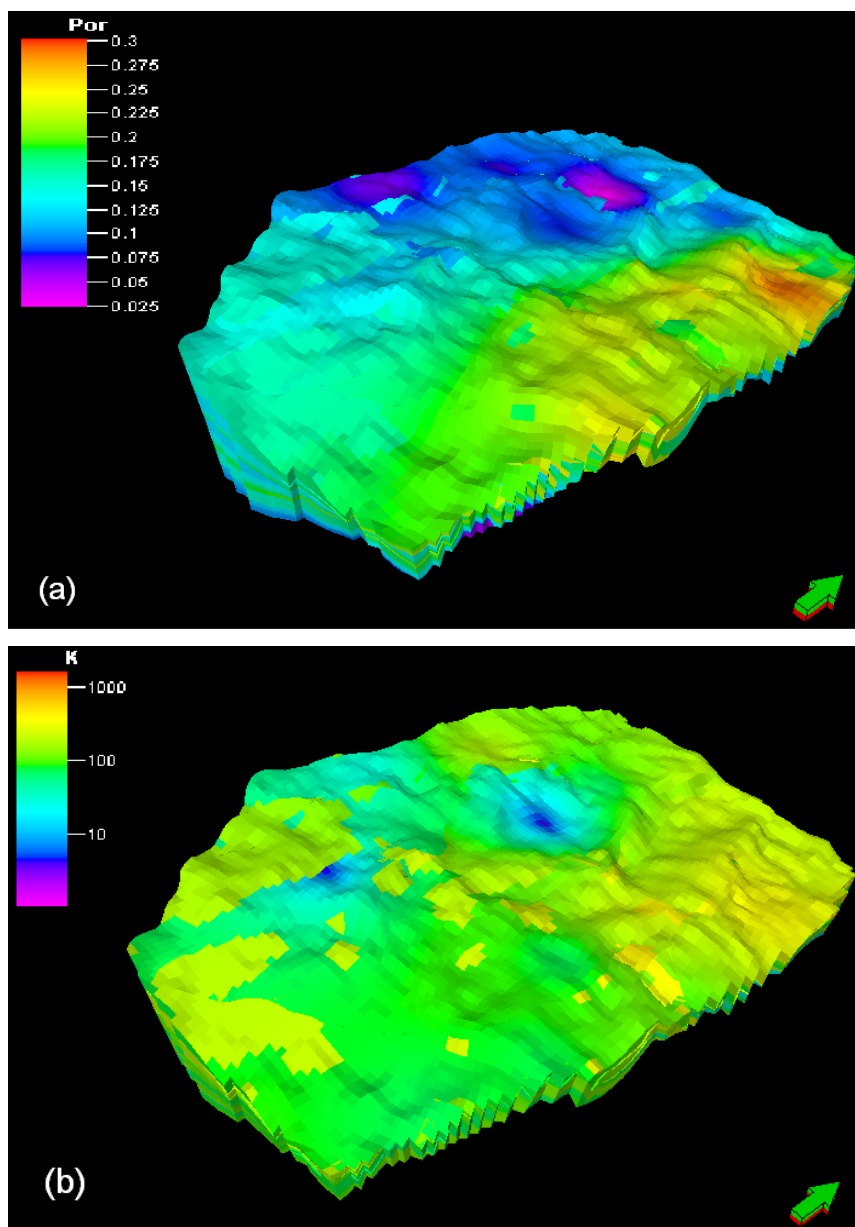


Figura 108 - Modelo petrofísico para porosidade (a), e permeabilidade (b), utilizando o método determinístico de *Krigagem* Simples.

5.4.2 Simulação Sequencial Gaussiana

Relativamente aos métodos estocásticos, foram utilizados os métodos de SGS (Simulação Sequencial Gaussiana) e de estatística multi-ponto denominado de Condicionamento de Fácies, no *Petrel* 2010.2, para as propriedades de permeabilidade e porosidade.

Como método de simulação estocástico, o SGS, permite obter n modelos de propriedades petrofísicas, dependendo do número de simulações que se executem. Se o

número de simulações calculado for bastante grande, é possível através deste tipo de métodos, aceder à incerteza do modelo petrofísico final. Este tipo de métodos garantem a reprodução quer das variações locais (variogramas), quer das distribuições originais, histogramas, das propriedades simuladas nos modelos das propriedades petrofísicas. Por outro lado, a grande desvantagem deste tipo de métodos está relacionado com a obrigatoriedade das variáveis originais possuírem uma distribuição Gaussiana. Este tipo de considerações obriga ao algoritmo de simulação, a transformação da variável original para um ambiente gaussiano e o cálculo da sua transformada, o que muitas vezes se traduz numa instabilidade nos resultados obtidos no modelo simulado final (Schlumberger, 2008).

No âmbito deste trabalho, e por questões de tempo, foram apenas realizadas três simulações para as propriedades porosidade e permeabilidade. As imagens obtidas no final destas simulações podem ser observadas na Figura 109 e Figura 110. Como *hard data* foram utilizadas as células resultantes dos processos de *upscaling* dos poços e o modelo de variograma sumarizado na Tabela 3 e visualizado na Figura 111. Os resultados obtidos mostram uma distribuição heterogénea dos valores de porosidade e permeabilidade.

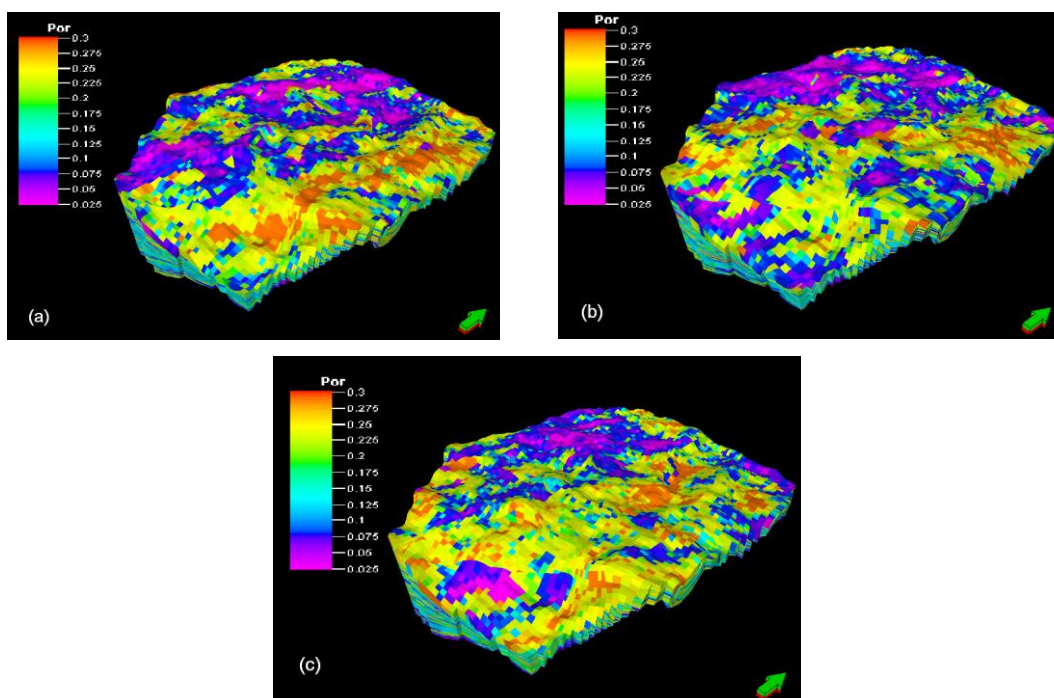


Figura 109 - Modelos petrofísicos de porosidade utilizando o método estocástico de Simulação Sequencial Gaussiana. Visualização das três realizações calculadas com base nos dados de poço e no modelo de variograma da Tabela 3.

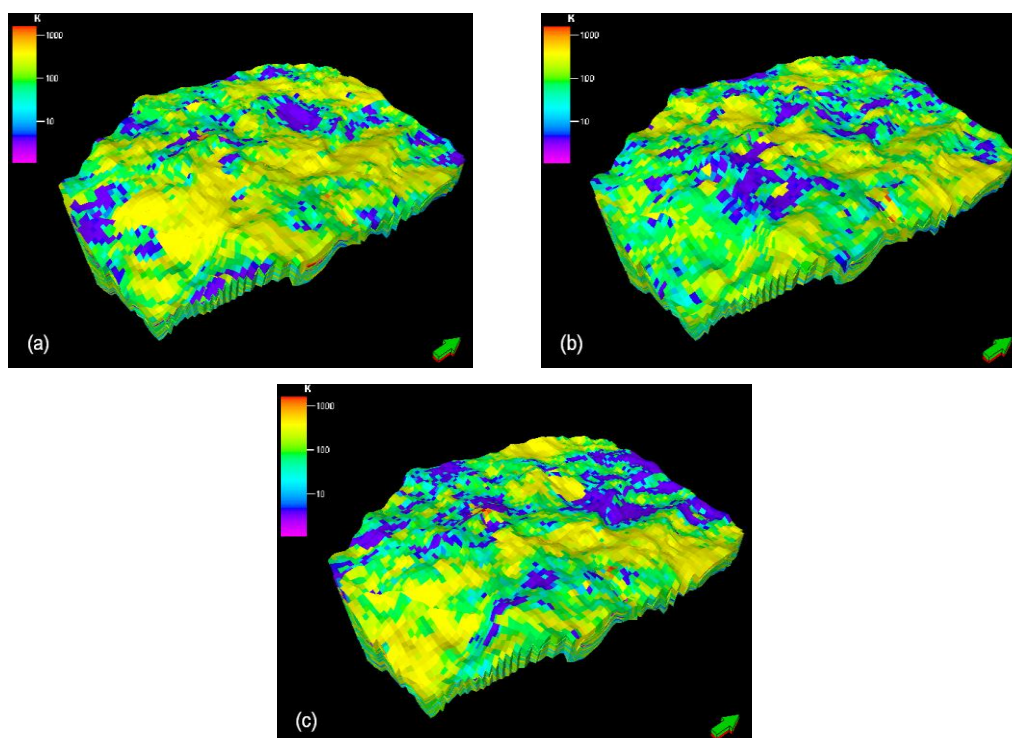


Figura 110 - Modelos petrofísicos de permeabilidade utilizando o método estocástico de Simulação Sequencial Gaussiana. Visualização das três simulações calculadas com base nos dados de poço e no modelo de variograma da Tabela 3.

Tabela 3 - Tabela de valores do modelo de variograma utilizado no método de Simulação Sequencial Gaussiana para as propriedades porosidade e permeabilidade. Valores iguais para todas as zonas.

Amplitude maior	Amplitude menor	Amplitude vertical	Azimuth
3500	1500	10	25

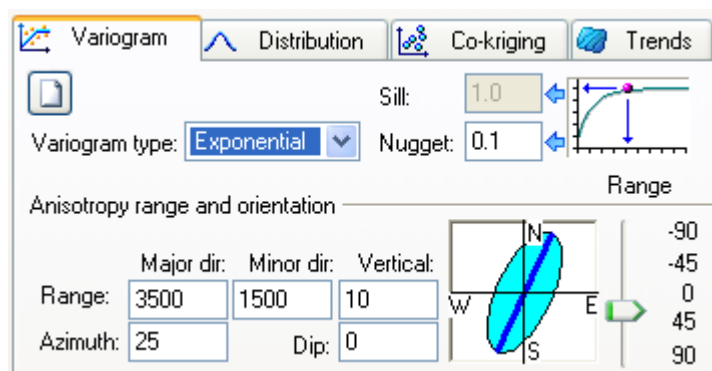


Figura 111 - Variograma obtido no método de Simulação Sequencial para os valores indicados na Tabela 3.

Para efeitos de visualização e interpretação, em vez da utilização de uma simulação isolada, é frequente o cálculo da média de todas as simulações. Para este cálculo foi utilizado a ferramenta do *Petrel* 2010.2 “Calculadora de Propriedades”, que permite realizar operações aritméticas entre propriedades.

Os resultados obtidos a partir da média aritmética das simulações efectuadas pelo método SGS são utilizados para se prever a localização mais provável da zona de reservatório de hidrocarbonetos, uma vez que as zonas com valores mais elevados de porosidade e permeabilidade são mais fáceis de identificar (Figura 112 e Figura 113).

Estes modelos permitem ainda uma avaliação mais coerente das propriedades petrofísicas do reservatório, quando comparado com os resultados obtidos pelos métodos determinísticos. Apesar de existirem valores elevados de porosidade e permeabilidade ao longo de todas as camadas, é na zona correspondente ao horizonte Tarbert 1 que estes valores são mais elevados e onde possuem uma maior extensão espacial, principalmente nas zonas SE e NE do modelo, para ambas as propriedades. Estes resultados estão de acordo com o conhecimento *a priori* de que, para o sistema petrolífero deste campo, a Formação Tarbert do Grupo Brent é a formação geológica com maior potencial petrolífero (ver Secção 2.5.5).

Da interpretação deste modelo é ainda possível inferir que a Base Cretácico, que se sobrepõe à Formação Tarbert, deverá funcionar como uma formação selante regional, devido ao carácter erosivo da sua base, e por ser uma formação constituída essencialmente por material argiloso (Secção 2.3.6).

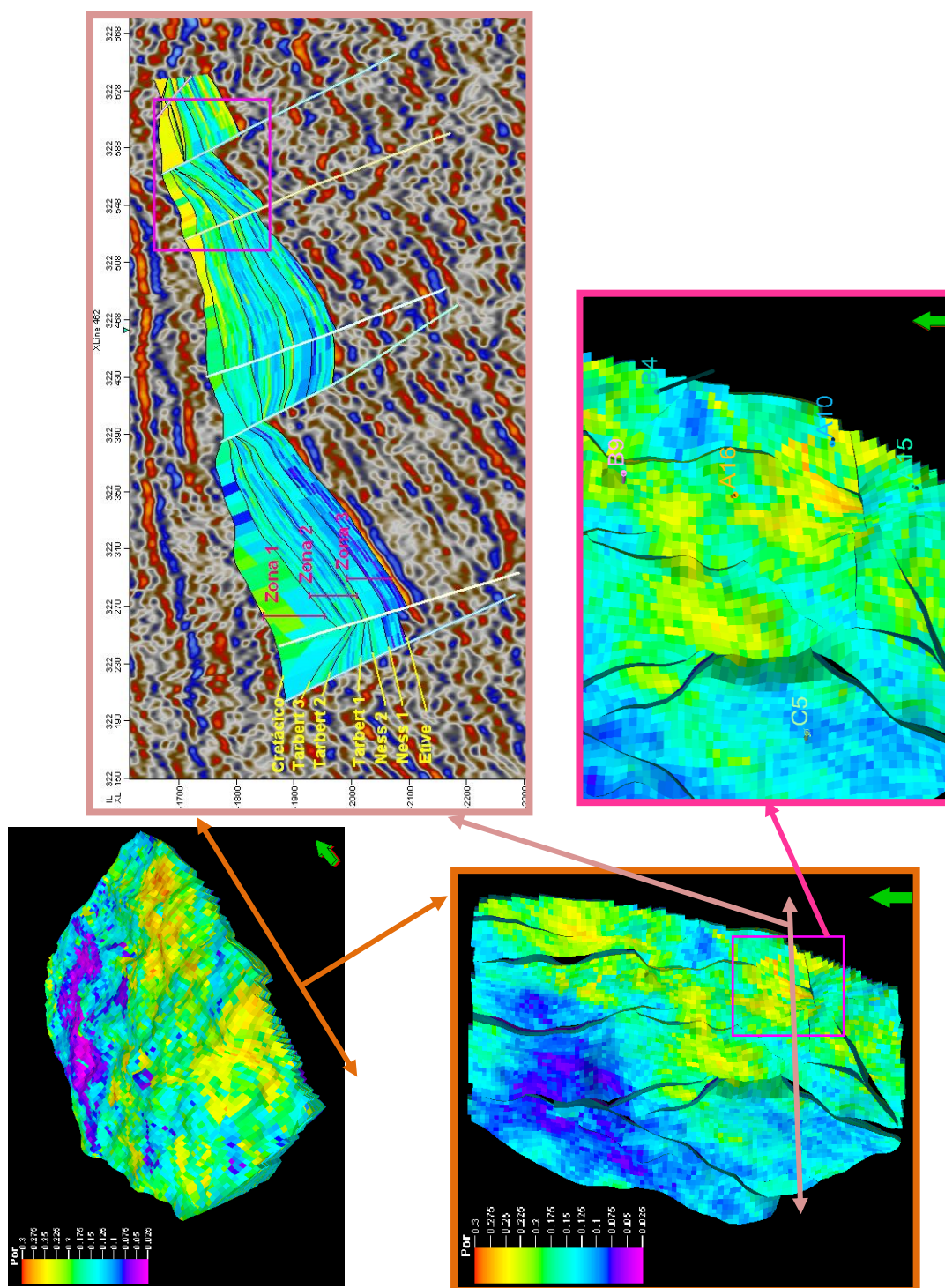


Figura 112 - Média aritmética das três simulações realizadas com o método de Simulação Sequencial Gaussiana para a propriedade porosidade (inferior esquerda); Secção E-W do modelo incorporada numa secção sísmica. Este tipo de visualização permite fazer a comparação da textura sísmica com a gama de valores da propriedade petrofísica (superior esquerda); Zona 2, horizonte Tarbert 1 do modelo do reservatório para porosidade, onde se pode observar valores elevados de porosidade nas regiões NE e SE (inferior direita) e ampliação da zona de possível reservatório, com a localização dos poços já existentes (superior direita).

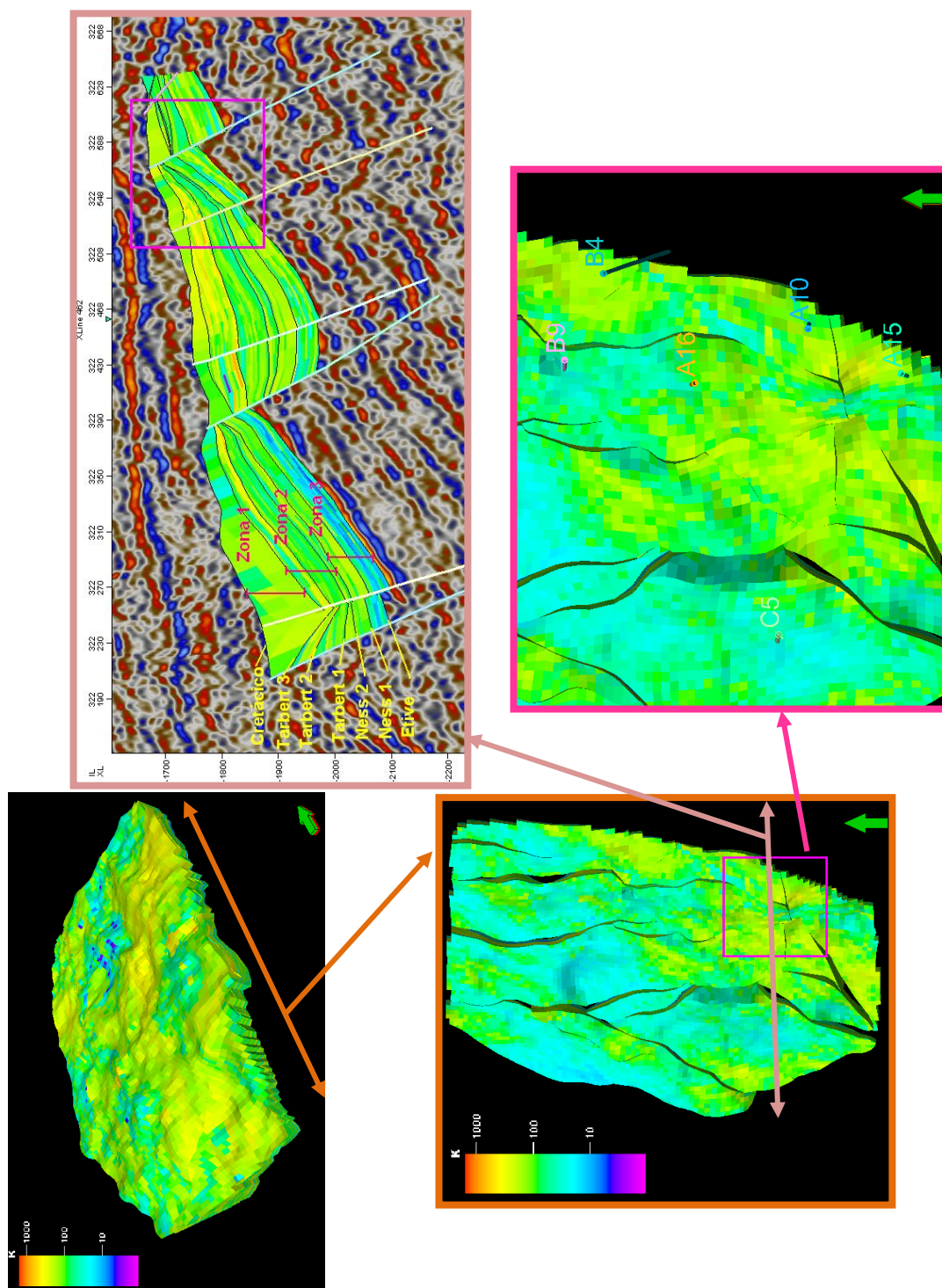


Figura 113 – Média aritmética das três simulações realizadas com o método de Simulação Sequencial Gaussiana para a propriedade permeabilidade (inferior esquerda); Secção E-W do modelo incorporada numa secção sísmica. Este tipo de visualização permite fazer a comparação da textura sísmica com a gama de valores da propriedade petrofísica (superior esquerda); Zona 2, horizonte Tarbert 1 do modelo do reservatório para permeabilidade, onde se pode observar valores elevados de permeabilidade nas regiões NE e SE (inferior direita) e ampliação da zona de possível reservatório, com a localização dos poços já existentes (superior direita).

5.4.3 Simulação com Condicionamento ao Modelo de Fácies

O método de simulação com Condicionamento de Fácies tem por base o método de Simulação Sequencial Gaussiana, em que algumas células do modelo de reservatório não são simuladas.

Neste caso, apenas as células populadas com a fácies canais de areia, do modelo de fácies criado através da SIS (Secção 5.3.1), são simuladas com valores elevados de porosidade e permeabilidade. Este tipo de simulações condicionadas é bastante eficaz em áreas de sistemas deposicionais, em que é possível delimitar com algum rigor as zonas ocupadas por canais de areia.

Neste trabalho foram também realizadas três simulações, condicionadas pelos modelos de fácies, para cada uma das propriedades petrofísicas escolhidas (Figura 114 e Figura 115). Foram definidos quatro modelos de variograma distintos, um para cada tipo de fácies (Tabela 4 e Figura 116). Dependendo da fácies que existe no modelo de condicionamento, a propriedade petrofísica simulada possui uma medida de correlação distinta, e portanto um variograma diferente.

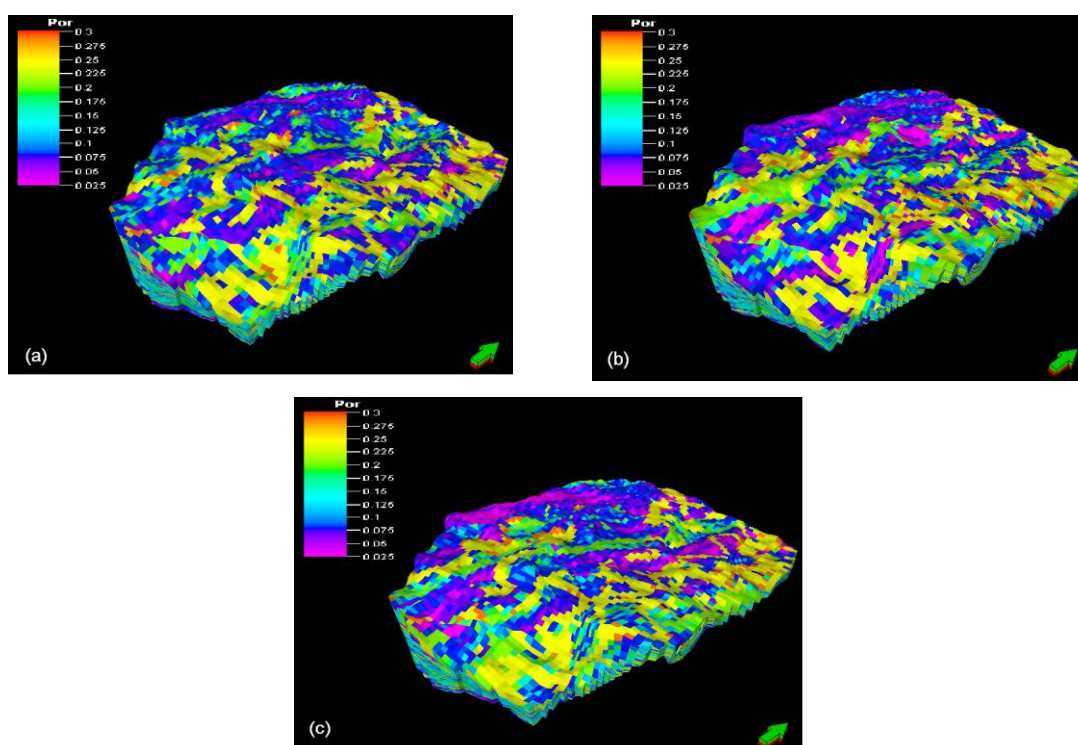


Figura 114 - Modelos petrofísicos de porosidade utilizando o método Condicionamento das Fácies. Visualização de três simulações calculadas com base nos dados de poço, e utilizando os variogramas da Tabela 4.

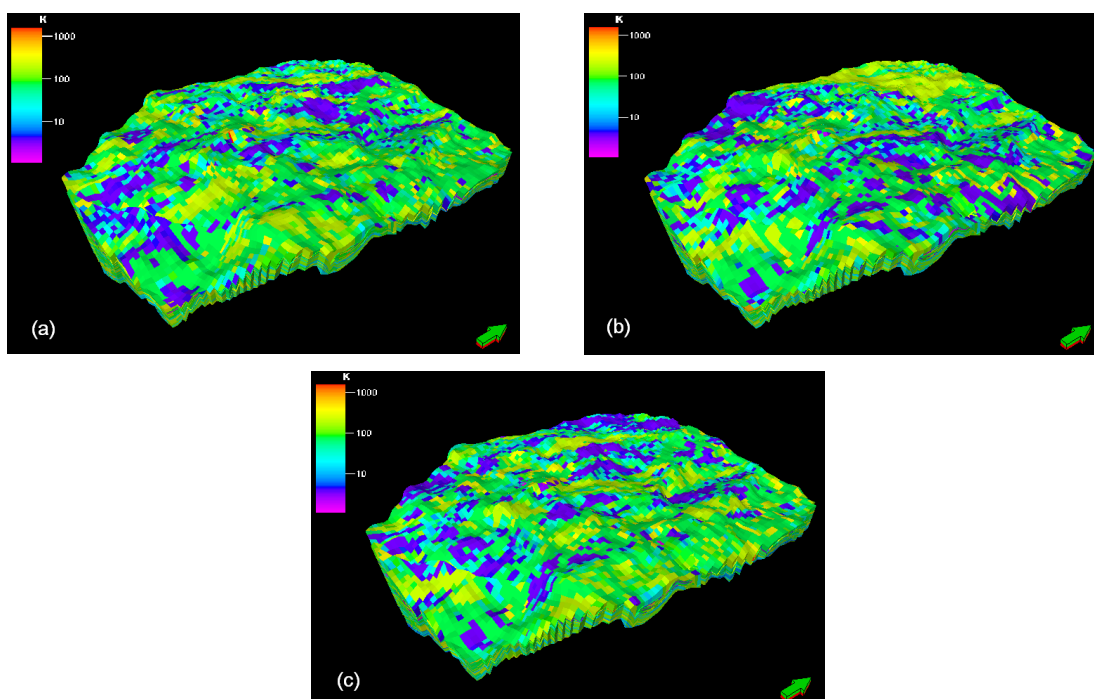


Figura 115 - Modelos petrofísicos de permeabilidade utilizando o método Condicionamento das Fácies. Visualização de três simulações calculadas com base nos dados de poço, e utilizando os variogramas da Tabela 4.

Tabela 4 - Tabela de valores do variograma utilizado no método de Condicionamento de Fácies para ambas as propriedades petrofísicas (porosidade e permeabilidade). Valores iguais para todas as zonas do modelo de reservatório.

	Amplitude maior	Amplitude menor	Amplitude vertical	Azimute
Planície de inundação	5000	700	10	19
Levee	1000	500	10	25
Canal	3500	1500	10	25
Crevasse Splay	850	500	10	25

Os resultados obtidos a partir da média aritmética das realizações efectuadas pelo método de Condicionamento de Fácies são frequentemente usados para a localização de reservatórios de hidrocarbonetos. Estes modelos permitem a visualização da distribuição das fácies (canais e *levees*), cujas células estão populadas pelas propriedades permeabilidade e porosidade.

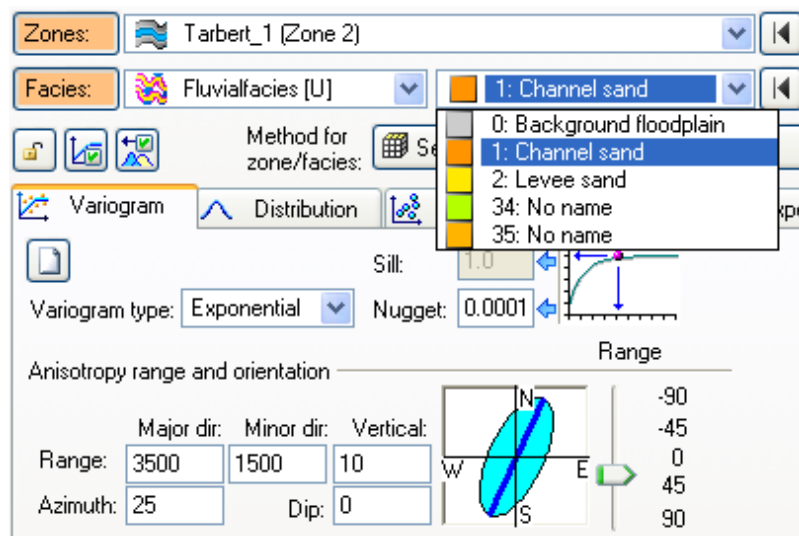


Figura 116 - Variograma usado na simulação por condicionamento de fácies. Está representado o caso do horizonte Tarbert 1, onde temos como fácies: planície de inundação, canais arenosos e *levees*. Foi introduzido como exemplo os valores de variograma da Tabela 4 para a fácies canais arenosos.

Apesar da variabilidade espacial das propriedades nas várias simulações, as médias das simulações, quer para a permeabilidade quer para a porosidade (Figura 117 e Figura 118), mostram resultados consistentes com o esperado (trata-se de uma primeira aproximação simplista, uma vez que uma análise detalhada dos vários cenários possíveis com base num grande número de simulações está fora do âmbito deste trabalho, dada a sua limitada duração temporal). Os valores elevados de permeabilidade e porosidade estão distribuídos pelas células ocupadas por canais de areia, no modelo que condiciona a simulação. Por sua vez, os valores baixos de porosidade e permeabilidade estão distribuídos por áreas maiores, a que correspondem as planícies de inundação e os *levees*. Estas áreas de maior extensão estão relacionadas com as amplitudes de variograma para estas classes.

De referir ainda, e como esperado pelos valores de porosidade e permeabilidade nos poços, que as zonas com maior potencial para funcionar como reservatórios de hidrocarbonetos se encontram no horizonte Tarbert 1.

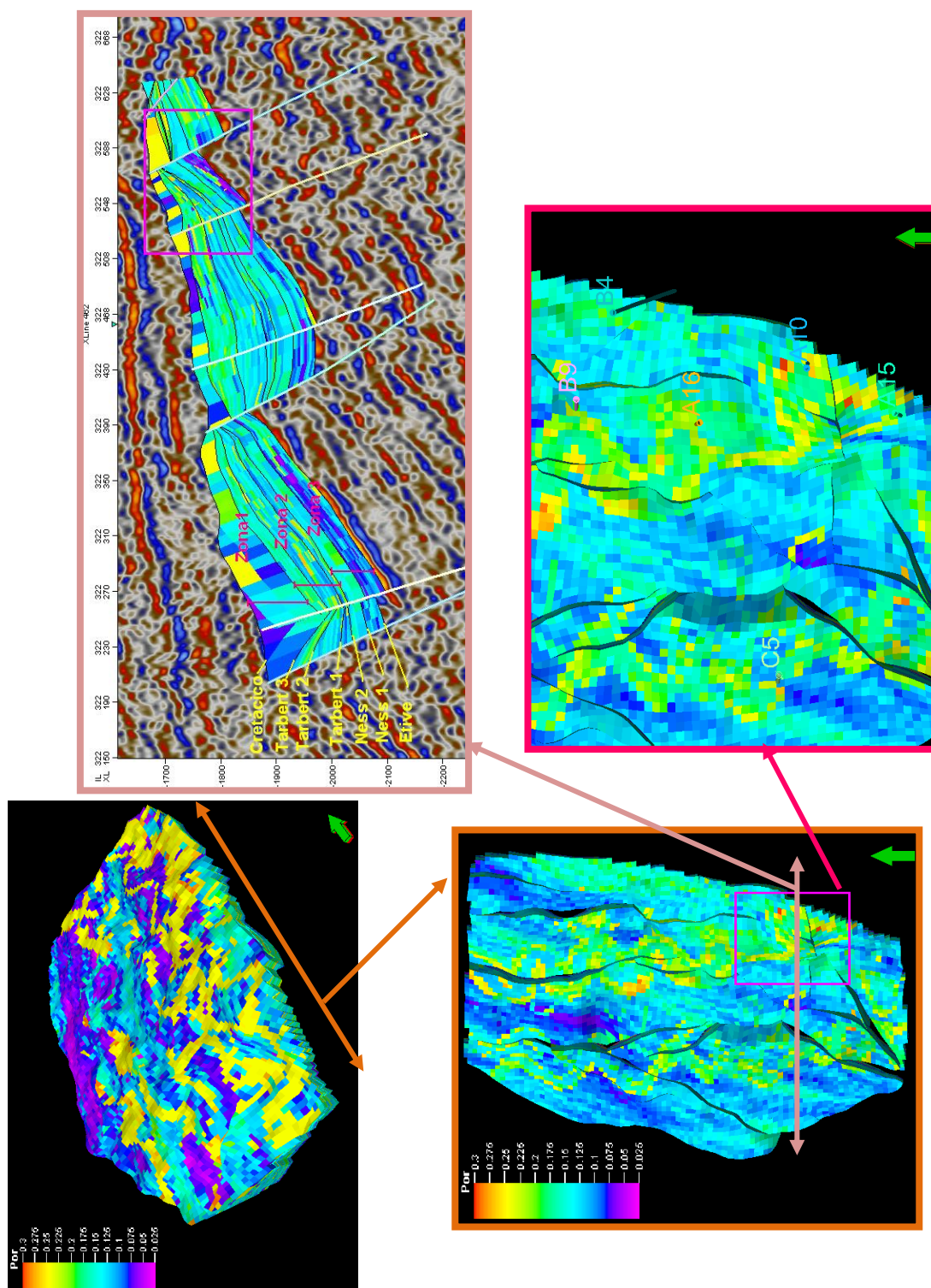


Figura 117 – Média aritmética das três simulações realizadas com o método de Condicionamento de Fácies para a propriedade porosidade (inferior esquerda); Secção E-W do modelo incorporada numa secção sísmica. Este tipo de visualização permite fazer a comparação da textura sísmica com a gama de valores da propriedade petrofísica (superior direita); Zona 2, horizonte Tarbert 1 do modelo do reservatório para porosidade, onde se pode observar valores elevados de porosidade ao longo dos canais (inferior esquerda) e ampliação da zona de possível reservatório, com a localização dos poços já existentes (superior direita).

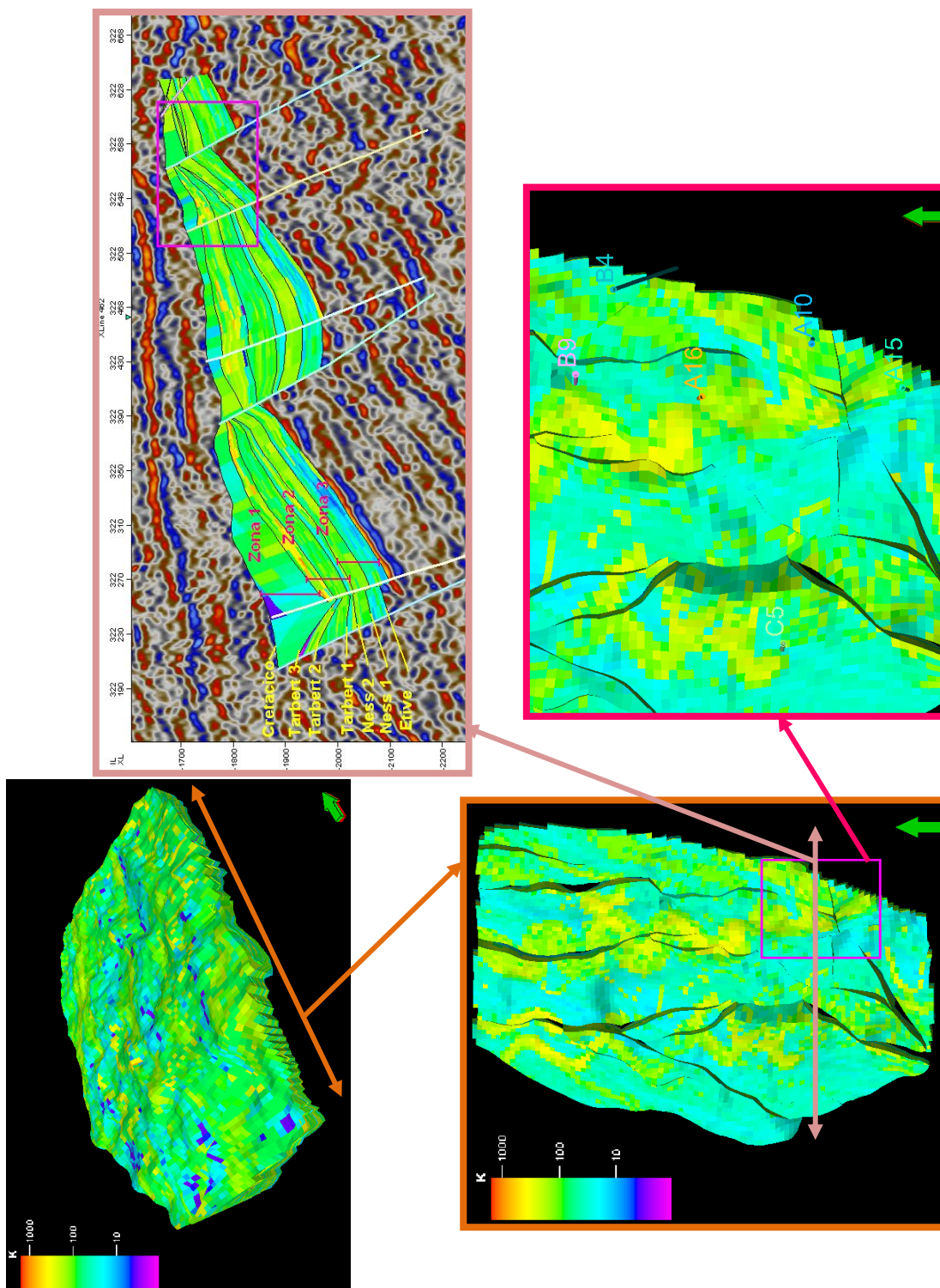


Figura 118 – Média aritmética das três simulações realizadas com o método de Condicionamento de Fácies para a propriedade permeabilidade (inferior esquerda); Secção E-W do modelo incorporada numa secção sísmica. Este tipo de visualização permite fazer a comparação da textura sísmica com a gama de valores da propriedade petrofísica (superior direita); Zona 2, horizonte Tarbert 1 do modelo do reservatório para permeabilidade, onde se pode observar valores elevados de permeabilidade ao longo dos canais (inferior esquerda) e ampliação da zona de possível reservatório, com a localização dos poços já existentes (superior direita).

5.5 Modelação de Contactos de Fluidos

Por fim, na última etapa do processo de caracterização deste reservatório de hidrocarbonetos, consistiu numa modelação preliminar do contacto de fluidos (gás, óleo e água). A modelação foi feita através do conhecimento *a priori*, através de dados de poços, sobre o reservatório e inserindo os valores de profundidade a que estes contactos se encontram.

O resultado final desta modelação determinística apresenta um modelo em que o reservatório possui as três fases no seu interior. A zona correspondente ao horizonte com melhores características para poderem acumular hidrocarbonetos, o horizonte Tarbert 1, em particular nas áreas SE e NE do modelo, encontram-se maioritariamente preenchidas por gás (Figura 119).

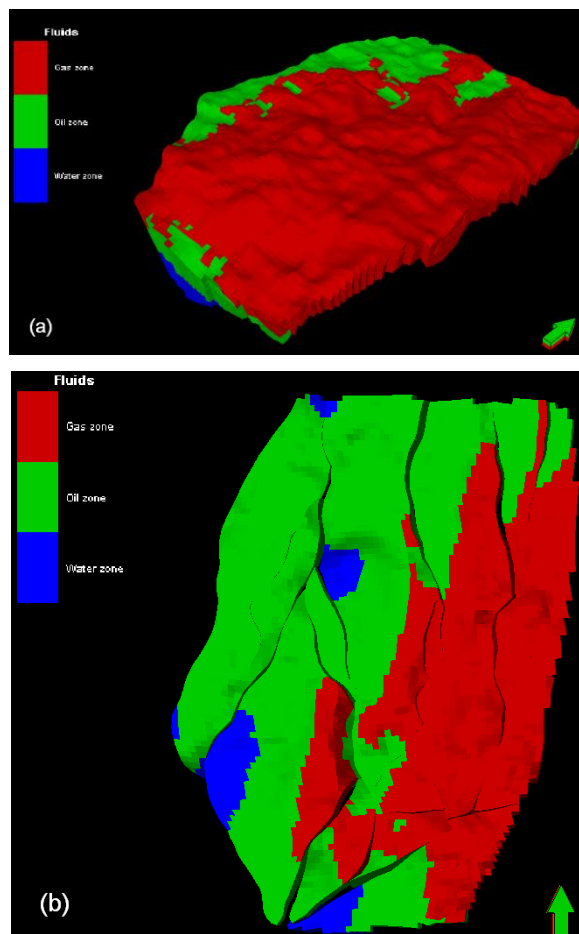


Figura 119 – (a) Modelo geológico do reservatório de hidrocarbonetos em estudo com os contactos de fluidos modelados: Gás/Petróleo, Petróleo/Água; (b) Visualização da Zona 2, horizonte Tarbert 1 do modelo (a). A possível zona de reservatório localiza-se a SE numa zona de gás.

6 Conclusão

A zona em estudo, o Campo *Gullfaks*, na margem oeste da Noruega, é estruturalmente formada por um conjunto de blocos de falha rodados, facilmente visíveis em secções de sísmica de reflexão, e integra o Grupo de Brent do Jurássico. Inclui as Formações Eive, Ness e Tarbert (do mais antigo para o mais recente) que formam uma cunha controlada por um delta progradante-retrogradante em relação aos impulsos regressivos e transgressivos, da sedimentação marinha, observável nas secções sísmicas, e ainda a Base Cretácico, que corresponde a uma discordância sedimentar originada por um hiato deposicional formado à cerca de 100 Ma.

Os resultados principais deste trabalho permitiram criar um modelo estático de reservatório para a área de estudo, utilizando o *software Petrel 2010.2 (Schlumberger)*, que é uma plataforma integrada de interpretação de dados geofísicos e de poços e que permite ainda a modelação dos reservatórios. Foi assim possível efectuar a interpretação das falhas e horizontes nos dados sísmicos, e calibrar essa informação com os dados dos poços. As ferramentas e facilidades disponibilizadas por este *software* facilitam muito este trabalho e permitem aumentar significativamente a produtividade e performance dos profissionais nesta área.

Toda a área foi cartografada e interpretada ao nível de falhas e horizontes no bloco sísmico 3D, de modo a criar primeiro um modelo estrutural da área de reservatório. Juntamente com os dados dos poços foi possível criar um modelo estático, e popular este com propriedades petrofísicas com base nos *logs* geofísicos, de forma a criar um modelo tridimensional onde fosse possível identificar as melhores zonas para prospectar hidrocarbonetos.

Apesar de todas as camadas apresentarem evidências, tanto de formações reservatório como de formações selantes, como foi visto no corte do modelo e no *log* de raios gama (onde valores mais altos representam camadas argilosas), e tendo em conta os conhecimentos geológicos *a priori* das formações envolvidas, podemos dizer que a Formação Tarbert é a mais propícia a conter um bom reservatório de hidrocarbonetos. Esta ideia foi fundamentada com base nos modelos petrofísicos que foram construídos recorrendo a variogramas, métodos geoestatísticos, e análise de fácies e propriedades sísmicas, nomeadamente permeabilidade e porosidade. A partir dos métodos determinísticos não é possível ter uma ideia clara relativamente à localização do possível

reservatório, pois os valores de cada célula ao longo de uma trajectória são interpolados com os poços na rede 3D, sendo o resultado final uma estimacão das propriedades de poço. No entanto, utilizando métodos estocásticos, há a possibilidade de criação de vários modelos (cenários) com base na mesma propriedade simulada, que geram variações locais, ou é mesmo possível utilizar modelos de fácies que vão condicionar a representação dos valores petrofísicos.

Após a aplicação do método da Simulação Sequencial Gaussiana para os *logs* de permeabilidade e porosidade, verificou-se que, na camada Tarbert 1, os valores mais altos para estas propriedades se encontram na zona SE e NE do modelo, enquanto que a partir do método de Condicionamento de Fácies, os valores mais altos se encontram nos canais, bastante evidentes nessa mesma camada. Por outro lado, a Base Cretácico, formada essencialmente por argilas, proporciona uma boa formação selante ao reservatório.

Finalmente pretendeu-se determinar o tipo de hidrocarbonetos a encontrar na zona de reservatório. Para tal, aquando a construção do modelo, com base nos dados dos poços, foram incluídas as profundidades de contactos entre fluidos. Os resultados obtidos mostram que na camada Tarbert 1, na zona de reservatório, áreas SE e NE do modelo, encontramos fundamentalmente gás.

Referências Bibliográficas

- Bacon, M, Simm, R., Redshaw, T. (2003); *3D Seismic Interpretation*; Cambrige University Press
- Bale, A., Fossen, H., Berg, E., Mjelde, Ø., Kui, T. (2008); *Comprehensive Mini-Frac Testing in the Gullfaks Field as a Tool for Characterization of the Reservoir Structure and Rock Mechanics*. International Petroleum Technology Conference
- Brekke, H., Sjulstad, H.I., Magnus, C., Williams, R.W. (2001); *Sedimentary environment offshore Norway – Paleozoic to Recent: an overview*. Norwegian Petroleum Society, NPF Special publication; no. 10, 7-37
- Buia, M., Flores, P.E., Hill, D., Palmer, E., Ross, R., Walker, R., Houbiers, M., Thompson, M., Laura, S., Menlikli, C., Moldoveanu, N., Snyder, E. (2008); *Shooting Seismic Surveys in Circles*, Oilfield Review; Schlumberger
- Dias, J.A. (2000); *Elementos de apoio a Geologia Ambiental*, Universidade do Algarve
- Faleide, J.I., Bjørlykke, K., Gabrielsen, R.H. (2010); *Geology of the Norwegian Continental Shelf*. Petroleum Geoscience: From Sedimentary Environments to Rock Physics; Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 22, 467-499
- Fossen, H., Hesthammer, J. (1998); *Structural Geology of the Gullfaks field, northern North Sea*. Geological Society, London, Special Publications, 127, 231-261
- Fossen, H., Rørnes, A. (1996); *Properties of fault populations in the Gullfaks field, northern North Sea*. Journal of Structural Geology; v. 18; nos. 2/3, 179-190
- Garcia, H.M.P. (2008); *Avaliação do Potencial Petrolífero de uma área da Bacia do Baixo Congo*. Dissertação de Mestrado, Universidade de Aveiro
- Glennie, K.W. (1998); *Petroleum Geology of the North Sea – Basic concepts and recent advances 4th edition*. Blackwell Science Ltd; 11-12; 245-349
- Glennie, K.W., Underhill, J.R (1998); *Origin, Development and Evolution of Structural Styles – Outline of the Structural Framework of the North Sea*. Blackwell Publishing
- Gomes, J.S, Alves, F.B. (2007); *O Universo da Indústria Petrolífera: da pesquisa à refinação*. FCG Serviço de Educação e Bolsas
- Hesthammer, J., Fossen, H. (2001); *Structural core analysis from the Gullfaks area, northern North Sea*. Marine and Petroleum Geology, 18, 411-439
- Hesthammer, J., Landrø, M., Fossen, H. (2001); *Use and abuse of seismic data in reservoirs characterization*. Marine and Petroleum Geology, 18, 635-655

- Huuse, M., Mickelson, M. (2004); *Eocene sandstone intrusion in the Tampen Spur area (Norwegian North Sea Qaud 34) imaged by 3D seismic data*. Marine and Petroleum Geology, 21, 141-155
- Jahn, F., Cook, M., Graham, M. (2003); *Hydrocarbon Exploration and Production*. Developments in Petroleum Science, Elsevier, vol. 46
- Kearey, P., Brooks, M. (1991); *An Introduction to Geophysical Exploration*, 2nd edition, Blackwell Science
- Leeder, I. (1999); *Shelves – Sedimentology and Sedimentary Basins: From turbulence tectonics*. Blackwell Publishing, 445
- Martinsen, O.J., Dreyer, T. (2001); *Sedimentary environments offshore Norway – Paleozoic to Recent: an introduction*. Norwegian Petroleum Society, NPF Special publication; no. 10, 1-5
- McQuillin, R., Bacon, M., Barclay, W. (1984); *An Introduction to Seismic Interpretation*. Graham & Trotman
- Mondol, H.N. (2010); *Seismic Exploration – Petroleum Geoscience from sedimentary environments to rock physics*; Springer, 375-401
- Okman, C.D., Partington, M.A. (1998), *Cretaceous – Petroleum Geology of the North Sea, Basic Concepts and Resent Advances*. Blackwell Science Ltd, 4th Edition, 294-349
- Rouby, D., Fossen, H., Cobbold, P.R. (1996); *Extension, Displacement and block rotation in the larger Gullfaks area, northern North Sea: Determined from Map View Rotation*. AAPG Bulletin; v. 80; no. 6, 875-890
- Schlumberger (2008); *Petrel 2010.2 – Seismic-to-Simulation Software, Petrel Introduction Course*
- Sheriff, R.E., Geldart, H.P (1995); *Exploration Seismology*; 2nd edition; Cambrige University Press
- Soares, A., (2006); *Geoestatística para as Ciências da Terra e do Ambiente*; IST Press, 214
- Spencer, A.M., Briskeby, P.I., Christensen, L.D., Foyn, R., Kjøllberg, M., Kvadsheim, E., Knight, I., Rye-Larsen, M., Williams, J. (2008), *Petroleum Geoscience in Norden – exploration, production and organization*. Episodes, vol.31, no.1
- Underhill, J.R. (1998), *Jurassic – Petroleum Geology of the North Sea, Basic Concepts and Resent Advances*. Blackwell Science Ltd, 4th Edition
- Ziegler, P.A. (1989), *Evolution of the North Atlantic – an overview; Extensional tectonics and stratigraphy of the North Atlantic margins*. AAPG memoir 46

Referências de *Sites na Internet*

- netopedia.tripod.com – <http://netopedia.tripod.com/relevo/oceanos.htm>; consultado a 25 de Maio de 2011
- www.scotese.com – <http://www.scotese.com/jurassic.htm>; consultado a 25 de Maio de 2011
- www.scotese.com – <http://www.scotese.com/late1.htm>; consultado a 25 de Maio de 2011
- www.scotese.com – <http://www.scotese.com/cretaceo.htm>; consultado a 25 de Maio de 2011
- www.npd.no – <http://www.npd.no/Global/Norsk/4%20-%20Kart/Sokkelkart%202010/Sokkelkartet-2010.gif>; consultado a 11 de Agosto de 2011
- <http://www.geophone.com> - <http://www.geophone.com/Category.asp?CatID=1&SubCatID=8#>; consultado a 6 de Setembro 2011
- <http://www.glossary.oilfield.slb.com> - <http://www.glossary.oilfield.slb.com/DisplayImage.cfm?ID=641>; consultado a 6 de Setembro 2011
- <http://www.glossary.oilfield.slb.com> - <http://www.glossary.oilfield.slb.com/DisplayImage.cfm?ID=215>, consultado a 6 de Setembro 2011
- <http://www.ocean.slb.com> - http://www.ocean.slb.com/docs/seabed/Public_Webreport_2010_1/seismic/WebHelp/seismic_model/domain_introduction/the_seismic_method/seismic_acquisition/2d_seismic_acquisition.htm; consultado a 8 de Setembro 2011
- <http://www.npd.no> - <http://www.npd.no/engelsk/cwi/pbl/en/field/all/43686.htm>; consultado a 9 de Setembro 2011
- <http://www.slb.com> - <http://www.slb.com/services/westerngeco.aspx>; consultado a 20 de Outubro 2011
- <http://www.netl.doe.gov> - http://www.netl.doe.gov/technologies/oil-gas/petroleum/projects/ep/explor_tech/15451.htm; consultado a 2 de Janeiro 2012
- <http://www.norwalkcitizenonline.com> - <http://www.norwalkcitizenonline.com/news/article/Bolt-teams-with-WesternGeco-to-produce-new-2196649.php>; consultado a 2 de Janeiro 2012
- <http://www.altecpetroleumgroup.com> - <http://www.altecpetroleumgroup.com/glossary.htm>; consultado a 2 de Janeiro 2012